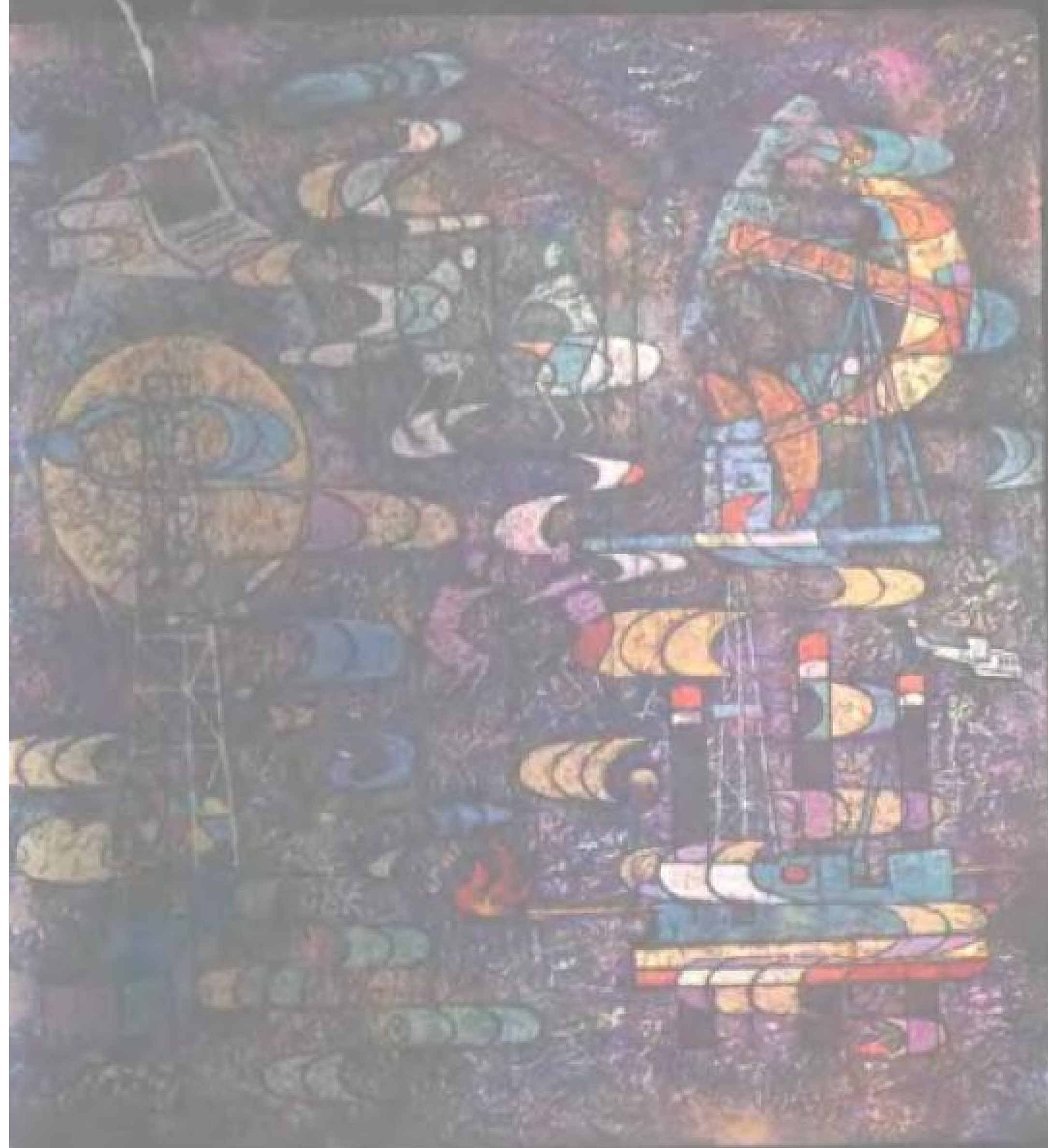
# 中國石油地質誌



# PETROLEUM GEOLOGY OF CHINA

VOL. 10

中国石油地质志 卷十

# 四 川 油 气 区

四川油气区石油地质志编写组 编











石 油 工 业 出 版 社



中国石油地质志　卷十
四川油气区
四川油气区石油地质志编写组　编
*
石油工业出版社出版
（北京安定门外安华里二区一号楼）
石油工业出版社激光照排排版
北京市昌平第二印刷厂印刷
新华书店北京发行所发行
*
787×1092毫米 16开本 33$\frac{1}{2}$印张 826千字 印1—3,000
1989年5月北京第1版 1989年5月北京第1次印刷
ISBN 7-5021-0314-7/TE・307
定价：19.00 元

——献给石油工作者

# 中国石油地质志编辑委员会



# 四川油气区石油地质志编辑委员会

# 序

中国是石油和天然气资源丰富的国家。900 多年前，我国著名学者沈括(1031～1095年)就首创石油一词，并作出“石油至多，生于地中无穷”的科学论断。勤劳智慧的中华民族对油气的开发利用有着悠久的历史，早在两千年前的汉代我国劳动人民就在四川凿井开采天然气，并用于制盐。

我国近代石油工业开始于 1878 年。这一年在台湾省开设矿油局，经营台湾的油气开采。然而由于漫长的封建制度的束缚，以及近百年来帝国主义列强的侵略，我国石油工业的发展极其艰难缓慢，到 1949 年，年产石油仅 10 多万吨。

新中国成立后，我国石油工业发展很快，30 多年来，从西部的挤压盆地到东部的拉张盆地开展了大规模油气勘探，至今共做地震测线 100 多万公里，钻探井和开发井 6 万多口。在 17 个省、市、自治区发现 200 多个油气田，其中包括大庆特大型油田和任丘古潜山油田。目前全国已建成 16 个油气工业基地。1987 年年产石油达一亿三千四百万吨，跃居世界第四位产油国。

与世界其它产油国家不同的是，中国现有的石油绝大部分产自陆相沉积岩。这一成功的实践，证明陆相地层也能生成大量烃类，而且可以形成大油气田和大油气区。

这些年来，勘探工作做得最多的是许多中新生代含油气盆地。中国的中新生代盆地具有其独特的风格，它们都是陆相沉积盆地，而且多数均迭加在古生代海相沉积盆地之上，形成复杂的含油气盆地格局，蕴藏着丰富的油气资源。

30 多年来，我们发现了为数可观的油气储量，积累了勘探陆相油气田的丰富经验和大量宝贵的石油地质资料，同时还发展了具有中国特色的石油地质科学，其中包括陆相有机质成烃演化、湖相沉积体系、复式油气聚集带以及油气资源评价等一整套理论和方法。此外，对海相碳酸盐岩裂缝型油气田的勘探和开发也积累了比较丰富的经验。

《中国石油地质志》是有关我国石油勘探实践和经验的系列著作，也是建国以来第一次系统记述中国油气勘探历程和成果的专门丛书。它的出版将从一个侧面反映出 30 年来我国油气勘探事业的巨大成就。

我国的含油气盆地还有许多未经开拓的领域。出版《中国石油地质志》将有助于我们利用已有的认识和经验，更有效地去探索新的油气领域。这对进一步发展我国的石油天然气工业和石油地质科学技术均有十分重要的价值。

《中国石油地质志》共分十六卷，是按当前各油田、勘探局及石油公司所辖行政区，并考虑构造单元的一致性划分的，各分卷按以下顺序排列：

卷一　　总论
卷二　　大庆、吉林油田
卷三　　辽河油田
卷四　　大港油田
卷五　　华北油田
卷六　　胜利油田

卷七　　　中原、南阳油田
卷八　　　苏浙皖闽油气区
卷九　　　江汉油田
卷十　　　四川油气区
卷十一　　滇黔桂油气区
卷十二　　长庆油田
卷十三　　玉门油田
卷十四　　青藏油气区
卷十五　　新疆油气区
卷十六　　沿海大陆架及毗邻海域油气区

《中国石油地质志》是我国广大石油地质工作者劳动成果的结晶。其编著工作是在全国各油田、勘探局及石油公司的专家和研究人员积极参加下进行的，并得到石油工业部的领导和有关司局、石油勘探开发科学研究院以及石油工业出版社的大力支持，这是全书编写工作能够顺利进行的有力保证。在此，谨向有关单位和同志们表示衷心的感谢。

需要指出的是，由于各盆地(地区)勘探程度不同，地质条件很不一样，因此分卷的内容各有所侧重，但都是根据编委会的统一要求和安排，从实际出发，力求如实写出区域地质和石油地质特征。今后随着勘探程度及认识水平的不断提高，还将给予充实和完善。

中国石油地质志编委会
1987年　北京

# 前　言

本卷是《中国石油地质志》第十卷，涉及范围主要是四川盆地。另外，还包括四川盆地外围的部分地区。

四川天然气的开发利用源远流长，远在公元前的秦汉时期就已出现了人工钻凿的盐井，伴随而出的天然气早在西晋时期就有文字记载，《博物志》中说："临邛火井一所，从(纵)广五尺，深二三丈"[1]，远早于巴库巴拉汗地区有据可查的1594年由工长阿拉赫等所建的井[2]。西晋文学家郭璞(公元276～324年)曾以"饴戎见钐于西邻，火井擅奇乎巴濮"赞美四川的火井奇观。到了明清两代，钻井和天然气开采不断发展，形成了由开井口、下石圈、锉大口、下木竹、扇泥、锉小口及至见功的一套完整的工艺技术。在我国，最早开发的气田就是四川自流井气田，在公元1253年的宋朝即有深58丈的钻井记录。较之1859年E．德雷克在美国所钻的第一口井(69英尺)[3]也早六百年，这是我国古代劳动人民的英雄业绩，对人类文明作出了卓越的贡献。

利用近代科学技术钻井，首次钻遇工业气流的是1939年发现的巴县石油沟气田。但是，大规模、有计划地以整个盆地为对象开展全面油气普查勘探是在中华人民共和国成立以后。从1953年开始，四川盆地的油气勘探正式列入国民经济发展计划，经过30多年的发展，建成了我国第一个具有一定规模、独具一格的天然气生产基地。

石油工业部在1958年和1965年两次组织四川石油勘探会战，运用综合勘探手段不仅发现了众多的油气田，而且认识到四川裂缝性油气藏的特点，并总结了宝贵的工作经验。70年代以后，随着勘探领域的不断扩大以及对先进技术、先进理论的学习运用和深入的综合研究，使人们对四川盆地的油气生成、裂缝性储集层、圈闭、油气分布和油气资源计算等方面在认识上又有了新的提高，所有这些都为编写本志奠定了基础。也有必要和可能将几十年的经历、成果载于此册，以飨读者，并藉以促进该区油气工业的继续发展。

本志编写所用的资料数据主要来自石油工业部四川石油管理局所属系统的生产、科研总结报告。使用的资料数据均截止到1984年底。此外，还参考使用了四川省有关地质部门和院校的一些成果及资料。所用插图除注明有单位者外，皆来自四川石油管理局系统的生产、科研报告。在此特致谢意。

参加本志编写的人员有张继铭(主编)、唐泽尧、王丽霜、胡德一、刘淑英。其中第一、四、五、七、九章由张继铭编写，第二、十一章由王丽霜编写，第三章由胡德一编写，第六、八章由唐泽尧编写，第十章由唐泽尧、刘淑英编写。此外，张淮先参加了第二、十一章插图的编绘，周祖珍、周晓薇参加了第六、八、十章部分插图的编绘及第十章部分文字的编写。

在本志的编写过程中，得到了石油工业部石油勘探司的指导，四川石油管理局勘探处、计划处、地质勘探开发研究院的大力支持和帮助，四川石油管理局地质勘探开发研究院

---

[1] 申力生主编《中国石油工业发展史》(第一卷古代的石油与天然气)，36页，1984，石油工业出版社。

[2] E．O．布罗德、H．A．耶列明科著《石油及天然气地质学原理》，17页，1958，地质出版社。

[3] 孙习之、关明义《石油地质学》第3页，台湾油矿勘探处出版，1979年，第二版。

绘图室和照晒室为本志绘制和复制插图给以大力协助，在此我们谨致深切谢意。翟光明、史训知、胡朝元、王宓君、包茨、司徒愈旺、李懋钧、肖明德、张清、宋建国、高维亮、马继祥、吴葆青、冉隆辉等对编写提纲和（或）初稿进行了审阅，提出许多宝贵意见，也在此向他们表示感谢。

由于编者水平有限，难免有错误和不足之处，敬请读者批评指正。

# PREFACE

China has rich resources of petroleum and natural gas. More than 900 years ago, Shen Kuo (1031–1095 A.D.), a great scientist of the Song dynasty, created the word "Shiyou (Petroleum)" for the first time, and he reached a scientific conclusion that "petroleum is lying underground in enormous quantities." China's ingenious people also have a long history of developing and utilizing oil and gas. As early as the Han dynasty, 2000 years ago, Chinese people had drilled wells to recover natural gas as the fuel material for making salt in Sichuan.

The modern chinese petroleum industry started from 1878. In that year, a mineral–oil department was set up to manage oil and gas resource in Taiwan province. The chinese petroleum industry, however, developed very slowly and with terrible difficulties, due to thousands of years of feudalism and a century of aggression from imperialist countries. By 1949, the annual output of crude oil was only 120000 tons (876000 barrels).

After the founding of new China, the national petroleum industry has been rapidly developed. Over 36 years, a large scale oil and gas exploration was implemented in both compressive depressions in the west and rift basins in the east. The work included more than one million kilometers of seismic line and over 60000 wildcat and production wells. More than 200 oil and gas fields have been discovered in 17 provinces, municipalities and autonomous regions including Daqing's giant oil field and Renqiu's buried hill oil field. Up to now, China has 16 large oil and gas industry bases. In 1987, annual oil production reached 134 million tons (987.2 million barrels), and China became the fourth biggest oil production country in the world.

Unlike that from other oil production countries, most of the oil recovered in China is from nonmarine sedimentary rocks. This proves that continental source rocks can generate large amounts of hydrocarbon to form big oil and gas fields as well as big oil–gas provinces.

In the past 36 years, most of our exploration has been on Meso–Cenozoic oil bearing basins. These basins in China have special characteristics, that is,they are all continental sedimentary basins and most of them superimposed on Paleozoic marine sedimentary basins to form complex oil and gas bearing basins, in which there are rich oil and gas resources.

We have discovered a large amount of oil and gas reserves, and have gained

enormous experience and a great deal of useful petroleum geological data on the exploration of continental oil and gas fields. We have developed a series of methods and theory of petroleum geology, including the transformation from continental organic matter to hydrocarbons, lacustrine sedimentary systems, composite oil and gas accumulations and the evaluation of oil and gas resources, etc. In addition, we have rich experience in exploriug and developing fractured oil and gas fields in marine carbonate rocks.

"**Petroleum Geology of China**" is a series about the practice and experience of exploration in China. It contains petroleum geological data and knowledge from all the main oil and gas basins and areas favourable for exploration both on-shore and off-shore. It is the first series to publish systematically this type of works covering the history and results of China's petroleum exploration since the founding of the new China, and it will show the great achievements of the oil and gas exploration of our country.

Some large areas in oil and gas bearing basins in China have not still been developed. The publication of "**Petroleum Geology of China**" will be of great help in discovering new oil and gas bearing areas through the utilization of the knowledge and experience we have obtained. It also will be of a great value for the further development of petroleum and natural gas industry and technology of petroleum geology of our country.

Based on the administrative regions in which oil fields, exploration bureau and petroleum companies are located, and taking into consideration of geological tectonic units, "**Petroleum Geology of China**" is divided into 16 volumes, as follows:

Vol. 1. Introduction
Vol. 2. Daqing, Jilin Oil Field
Vol. 3. Liaohe Oil Field
Vol. 4. Dagang Oil Field
Vol. 5. Huabei Oil Field
Vol. 6. Shengli Oil Field
Vol. 7. Zhongyuan, Nanyang Oil Field
Vol. 8. Jiangsu-Zhejiang-Anhui and Fujian
Vol. 9. Jianghan Oil Field
Vol. 10. Sichuan Oil & Gas Field
Vol. 11. Yunnan-Guizhou-Guangxi
Vol. 12. Changqing Oil Field
Vol. 13. Yumen Oil Field
Vol. 14. Qinghai-Tibet

Vol. 15. Xinjiang

Vol. 16. Oil & Gas Bearing Areas on the Continental Shelf and Its Neighbouring Regions

**"Petroleum Geology of China"**, compiled by scientists and experts from many departments all over the country, is a fruit of collective efforts. In the course of compilation and publication, we have had much help and support provided by the leaders of the Ministry of Petroleum Industry and its departments, the Research Institute of Petroleum Exploration & Development, and Petroleum Industry Press. We wish to acknowledge our deep gratitudes to all people and organizations which joned in and supported the work here.

Although each volume has its own emphasis due to the different exploration history and geological conditions of each basin (region), they all try to give readers clear and reliable information and views of the characteristics of the regional and petroleum geology, and will be added to and enhanced as exploration and scientific knowledge improves.

**Editorial Committee of "Petroleum Geology of China"**
**Beijing, P.R.C., 1987.**

# 目　　录

# CONTENTS

# 第一章 概　　况

## 第一节 地理概况

四川盆地及其边缘山地位于四川省东部，为一具有明显边框的构造盆地，同时也是一个地形上的盆地，其范围界于北纬 28°至 32°40′，东经 102°30′至 110°之间，按现有陆相地层分布边界计算，面积约 18 万平方公里（图 1－1）。盆地四周皆为高山，东北有大巴山、东南有大娄山，西南为大凉山，西侧为龙门山、邛崃山。环绕盆地周边的这些高山，多由古生代及元古代地层组成，局部还分布有岩浆岩及变质岩，海拔在 1000 ～ 3000 米之间，闻名于世的峨眉山海拔高达 3099 米，峰峦挺秀，耸立于盆地西南边陲。

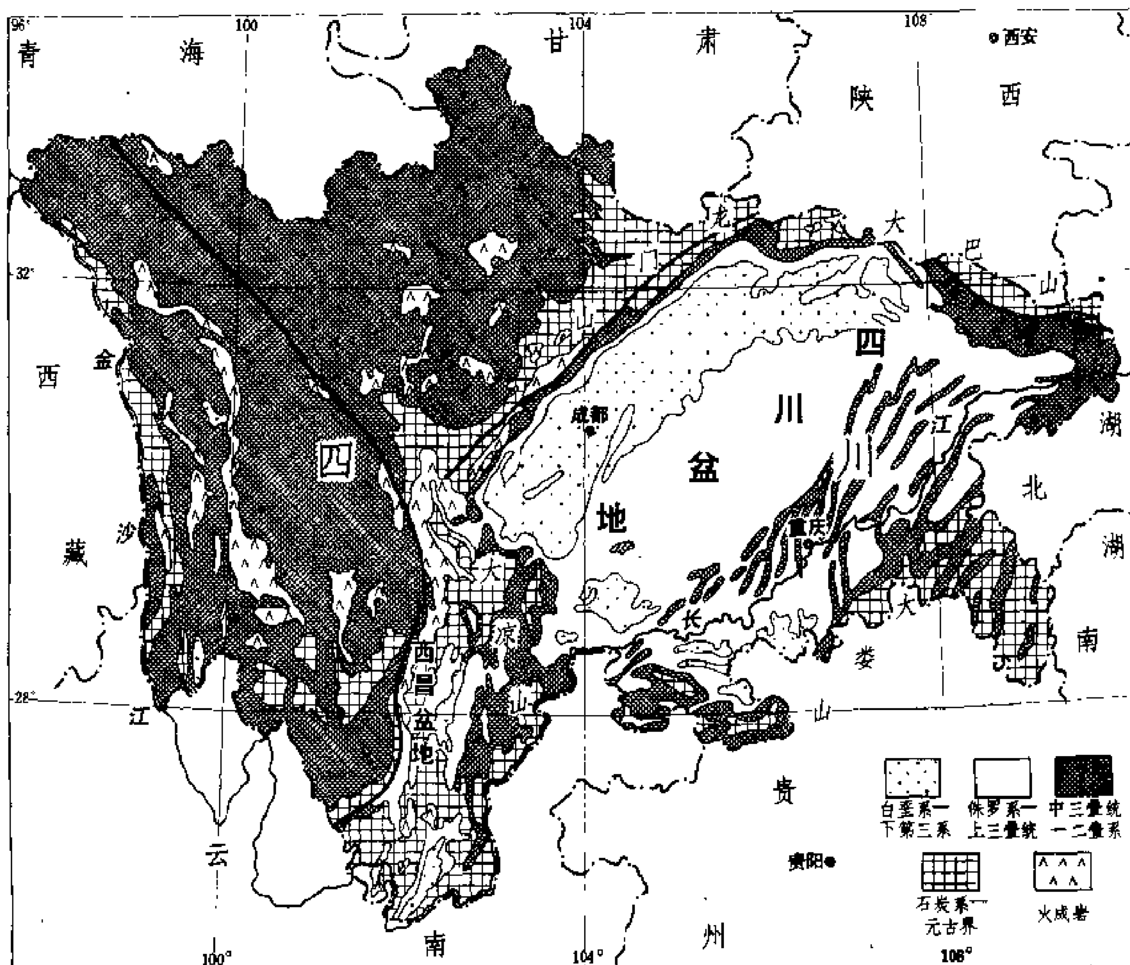



图 1－1　四川盆地及邻区地质略图

盆地内部多低山丘陵，一般海拔为300～600米，为大片侏罗系和白垩系红色地层所覆盖，故而又得名为四川赤盆地。以龙泉山、华蓥山为界，大体可以把盆地分为三部分。著名的成都平原，位于盆地西部，面积约6000平方公里，由源出盆地西侧山地的岷江、沱江等水系冲积而成，雨量充沛，物产丰富，是四川境内最富饶的地区，历来有“天府”之称；盆地中部多低山丘陵，地形相对高差一般在100～200米之间；盆地东部为平行岭谷，多由北东—南西向的条形背斜山和较为开阔的丘陵平坝相间组成。条形山一般海拔700～800米，其中华蓥山主峰海拔为1580米，出露的最老地层是寒武系。

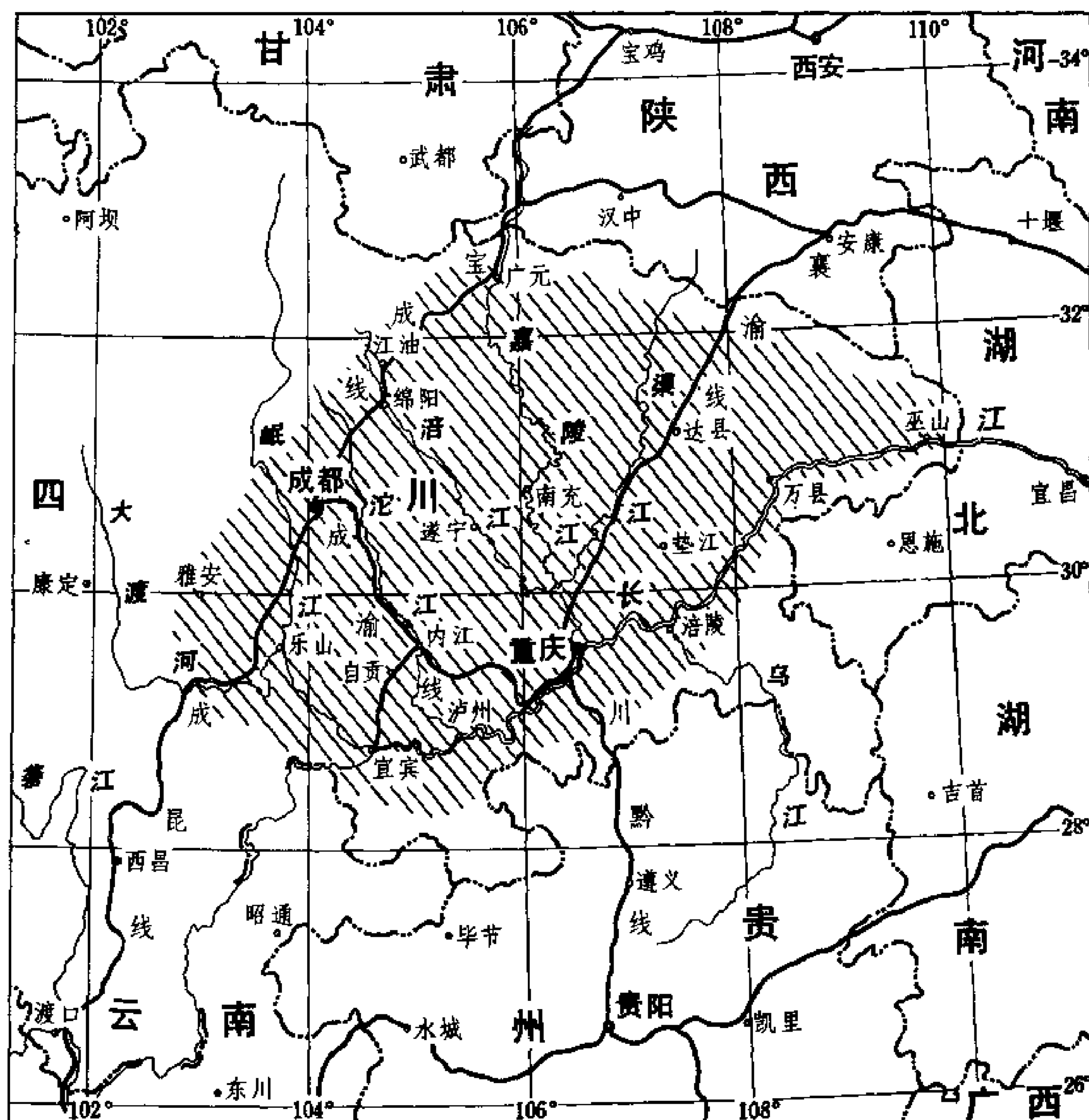



图1－2　四川省交通位置图
（图中斜线部分表示盆地范围）

区内河流属长江水系。长江横贯盆地南部，自南西方向流入，并呈北东方向流出盆地，在川东鄂西一带形成著名的三峡峡谷区，气势磅礴，景物宜人。嘉陵江、涪江、沱江、岷江

等重要支流自北而南汇入长江，进一步反映了盆地底部北高南低的地形特点。

四川盆地为亚热带湿润季风气候。年平均气温在 14 ～ 19 ℃ 之间，盆地西部气温略低，东部及南部（长江河谷区）略高，最冷月（1 月）平均气温 2 ～ 8 ℃，最热月（7 月）平均气温 25 ～ 30 ℃，重庆极端最高气温 44 ℃，为全国有名的高温记录，俗称“三大火炉”之一。盆地内湿度浓重，云雾多，日照少，如重庆全年雾日达 183 天。年降雨量一般是 1000 毫米左右，有西多东少之势。西部雅安、峨眉、洪雅为盆地多雨中心，年降雨量达 1500 ～ 1800 毫米，水量充沛，有利于水电事业的发展，成都平原有著名的水利工程——都江堰。

四川有完整的内河航运系统，以长江为主干，水盛时 1000 吨江轮由三峡上溯可直通重庆；各大支流航线可伸入到邻省边境。铁路、公路也十分发达，解放前难于上青天的蜀道已由宝成、成昆、川黔、襄渝等铁路与邻省沟通，成渝铁路横贯成都、重庆之间，更是省内的交通大动脉。公路以成都、重庆、南充、万县等地为中心，形如蛛网，连接到全省的四面八方。此外，航空运输也有极大发展，以成都为总枢纽定期班机直飞国内各大城市。

四川的土地利用极为精密，农业上精耕细作，粮食产量居全国第一位，以水稻为主，还有种类繁多的经济作物，如棉花、烟草、茶叶、蚕桑、甘蔗、油料等。矿产资源也很丰富，已开采的有煤、铁、食盐、石油、天然气等，另外尚有石棉、金、铜、铅、锌、磷灰石等。工业在我国西南居首要地位，主要部门有冶金、机械、电力、化工、国防、轻工等。

区内人口密集，中等以上城市遍布全省，除成都、重庆外，自贡、乐山、内江、泸州、宜宾、南充、江津、涪陵、万县等多沿江河而立，交通方便，商业发达，是重要的工农业产品的集散地（图 1－2）。

## 第二节　油气勘探概况

四川盆地是我国最早开发利用天然气的地方，据记载，早在西汉时期在四川省境内就凿有天然气井，用天然气熬盐和照明，到了晋太康元年（公元 280 年）又开始在自流井地区开采天然气，汲卤熬盐，至清道光年间（公元 1820 年左右）盐井加深到八九百米，在自流井地区已经钻穿了香溪群，进入下三叠统嘉陵江组石灰岩，盐卤和天然气生产已具有相当规模。本世纪 40 年代发现石油沟、圣灯山气田。但真正有计划地大规模开展石油地质勘探工作，是在中华人民共和国成立以后。通过对全盆地开展石油与天然气的普查勘探，从 1953 年开始，截止到 1984 年底，累计完成下述几项主要工作量：

地质调查：完成各种比例尺地质调查和制图 218415 平方公里，手摇钻进尺 79030 米，轻便钻井进尺 373961 米。

地球物理勘探：完成重力调查 485907 平方公里，磁力调查 78050 平方公里，地面电法剖面 5194 公里，放射性测量 1703 平方公里，地震剖面 91136 公里。

钻井：完钻井 2357 口，其中油井占 772 口，累计进尺 5804094 米，其中气井进尺 4331185 米，油井进尺 1472909 米；累计取芯进尺 260787 米，实取岩芯长 201618 米，平均收获率 77.3%。

试井：共进行试油井 2606 井次，试油层数 4376 层；酸化压裂井数 2252 口，有增产效果井数 1071 口，有效率 47.6%，累计酸化压裂次数 4663 次，有增产效果次数 1782 次，有效率 38.2%。

通过上述工作，截止 1984 年底共发现地面构造 257 个（包括盆地外围部分地区 14

个）。地震发现潜伏构造189个。通过钻探在四川盆地从时代很老的震旦系到侏罗系共发现具有工业价值的油气层21层，累计共发现油气藏260个，其中气藏245个，油藏15个，现已对151个气藏，256个裂缝系统进行了储量计算。总的来看，在钻探初期首先是在盆地南部获得了一批工业气田，继而在川中钻遇工业油流，初步形成了川南二叠、三叠系产气区和川中侏罗系产油区，以后又陆续在川西北和川东地区发现了新的高产气层。30多年来，在四川盆地已经找到了77个油气田，年产天然气50多亿立方米，建成了具有一定生产规模的天然气基地。

现已证实四川是一个多层系的含油气盆地。四川盆地地层层序较全。其中从震旦系到中三叠统主要是海相碳酸盐岩，总厚3500 ～ 6000米；上三叠统到第三系主要是陆相碎屑岩，总厚2500 ～ 6000米；纵向上形成了两套迥然不同的地层组合和多套含油气层系，它们一般都具有独自的生、储、盖层条件，有一定的分布范围和生产能力。目前已被证实为工业产层的含油气层系有震旦系、石炭系、二叠系、三叠系和侏罗系，其中中石炭统、下二叠统和下三叠统嘉陵江组是川东南一带的主要产气层；中下侏罗统大安寨油层是川中一带的主要产油层。

区内除上三叠统和侏罗系有部分砂岩储集层外，绝大多数是碳酸盐岩储集层，但无论是砂岩还是碳酸盐岩，岩石基质的孔隙度和渗透率都很低。据统计，碳酸盐岩储集层的孔隙度一般为0.1 ～ 13%，平均为1.7%，渗透率多小于$0.1\times10^{-3}$平方微米；砂岩的孔隙度一般为3.6 ～ 8%，平均为5.4%，渗透率小于$0.1\times10^{-3}$ ～ $0.5\times10^{-3}$平方微米，基本上属于致密岩范畴。有的储集层虽然也有孔隙度相对较高的层段出现，但多分散，不集中，单层厚度小，所占比例也不高。所以，四川的储集层主要是裂缝性的。孔和洞是油气的储集空间，裂缝是油气渗滤的主要通道，如果没有裂缝就不能产出工业性的油气流。也就是说，油气层具有双重介质的渗流特点，储集层同时存在着孔隙和裂缝两种储集和渗滤空间，其中有效岩块的孔隙度比裂缝的要大，反之，裂缝的渗透率又比岩块的渗透率大得多，油气从孔隙岩块渗流到裂缝，然后再沿裂缝流入井底。

四川盆地裂缝性油气层的一般特点是：钻井中遇到油气层常常发生钻时加快、钻具放空、井漏、井喷、蹩跳钻现象，这是钻遇地下缝洞发育井段的标志；由于裂缝性气层的不均一性，钻遇大缝大洞才能获得高产工业油气流；裂缝的延伸和展布具有各向异性特点，油气井在不同方向上互相连通和干扰的现象差别很大；有时在一个气田上，同一个产层横向上被分割成为多个互不连通的压力系统，各自形成一个独立的开发单元。

四川的油气层在上覆地层不断叠加的条件下，油气演化程度深，大都已进入高成熟或过成熟阶段。除川中侏罗系产油外，其它已知油气层主要产气，是一个以气为主的含油气盆地。

已发现的油气藏，除少数岩性、地层油气藏以外，绝大多数是受背斜圈闭控制的油气藏。这些背斜构造主要是晚第三纪之前的早喜山运动形成的。在不同类型的背斜构造中以高丘状、膝状和似梳状构造含气条件最有利，因为这些类型的背斜构造受力适中，既可形成发育的裂缝，又有良好的保存条件，有利于气藏的富集和保存。此外，因断层遮挡形成的气藏近年来也陆续有所发现。在川东地区还发现与生物礁有关的孔洞白云岩储集层，对它们的形成条件和分布规律正待深入研究。

目前在四川发现的油气田主要是中小型的。绝大多数气田的天然气可采储量为几亿至几十亿立方米，超过100亿立方米的仅只三五个。气田储量虽小，但气田个数较多、广

布于盆地的不同地域，因而勘探领域比较广阔。按地理位置、构造分区和含油气层系等方面的差异，可在盆地内划分出一个含油区和四个含气区。一个含油区即川中油区，位于盆地中部华蓥山至龙泉山之间，是侏罗系大面积的含油区。四个含气区分别是川东、川南、川西南和川西北含气区。

总之，通过解放以后30多年的勘探开发，四川的石油天然气工业有了很大发展，形成了具有一定规模的天然气生产基地，1984年年产天然气54亿立方米，原油及凝析油11万吨。现已建成一条从川东、川南、川西南到川西北，贯穿四川盆地南半环的输气干线，通过输气管网将各气田串连在一起，途经成都、重庆、自贡等重要城市和许多工矿企业，天然气资源的开发利用已在四川省国民经济中占有相当重要的地位。

# 第二章 勘探历程

四川地区的油气勘探具有悠久的历史，总体上经历了古代萌芽工业阶段（1840年以前）、近代地质调查阶段（1841～1949年）和现代勘探开发阶段（1950年～现在）。特别是从1953年开始有计划地开展油气普查勘探以来，四川地区的现代天然气和石油工业从无到有、从小到大，随着科学技术的不断进步有了很大的发展。油气探井从解放前的6口发展到现今的2000余口，由1个含油气层系到发现10余个含油气层系，气田由2个增加至65个，天然气日产量增加了500多倍，从无油田发展到12个油田，原油年产量从零增加到10万吨数量级，从个别气田零星的产气到遍布全省石油天然气工业基地的基本建成，可谓硕果累累、成就辉煌（图2－1）。然而取得今日之成就，历经曲折，在发展中曾遇到不少挫折与困难，为更好的记述油气勘探的经历，特分阶段叙述如下：

## 第一节 古代萌芽工业阶段（1840年以前）

**火井之乡**

四川的天然气开采和盐卤凿取源远流长，是世界上最早发现和利用天然气的地方。远在北宋中期四川就有与近代油气田钻探上顿钻原理相同的冲击钻法，凿井取卤，由于这一伟大的发明，我们祖先即在四川开采盐卤，晋朝常璩著《华阳国志》中就记载了“穿广都（今成都市双流县）盐井诸陂池”。四川自秦朝至清代产盐的县即达39个。至1915年产盐的县尚有犍为、中江、乐山、云阳、开县、乐至、大宁、彭水、绵阳、井仁、奉节、西盐（西充、盐亭）、盐源、资中、射蓬、蓬中、蓬遂、射洪、南阆（南部、阆中）、万县、大足等。

在凿井取盐过程中遇到天然气，最早有记载的是西汉杨雄（公元前53～公元18年）所著《蜀都赋》中“铜梁、金堂、火井、龙湫”之描述。《蜀中本纪》[1] 中记有：“临邛有火井，深六十余丈，”这就是世界上最早的天然气井之一——临邛火井的记实。

临邛火井出气后，北周（公元557～581年）曾在此地设火井镇，隋、唐、宋三代升为火井县。汉晋时期的火井故址，据《博物志》应在“县南百里”，但早已湮没。唐宋时期的井址，据胡昭曦《唐宋时期邛州火井县治的今址》[2]记述，应在今邛崃县西50余里之油榨沱。

在发现天然气、盐卤的同时还发现了石油，明曹学佺所著《蜀中广记》记载：“……国朝正德末年（公元1521年），嘉州开盐井，偶得油水，可以照夜，其光加倍，……近复开数井，官司主之，此是石油，但出于井尔。”明何宇度著的《益部谈资》中也曾提到：“油井嘉眉、青神、井研、洪雅、犍为诸县有之，居人皆用以燃灯，官长夜行，则以竹筒筒而当炬，一筒可行数里，价减常油之半，而光明无异”。可见当时的劳动者对天然气、石油的使用已具有一定的科学见解。

---

[1] 宋李昉《太平御览》卷八、六、九。

[2] 《井盐史通讯》，1980年第1期。

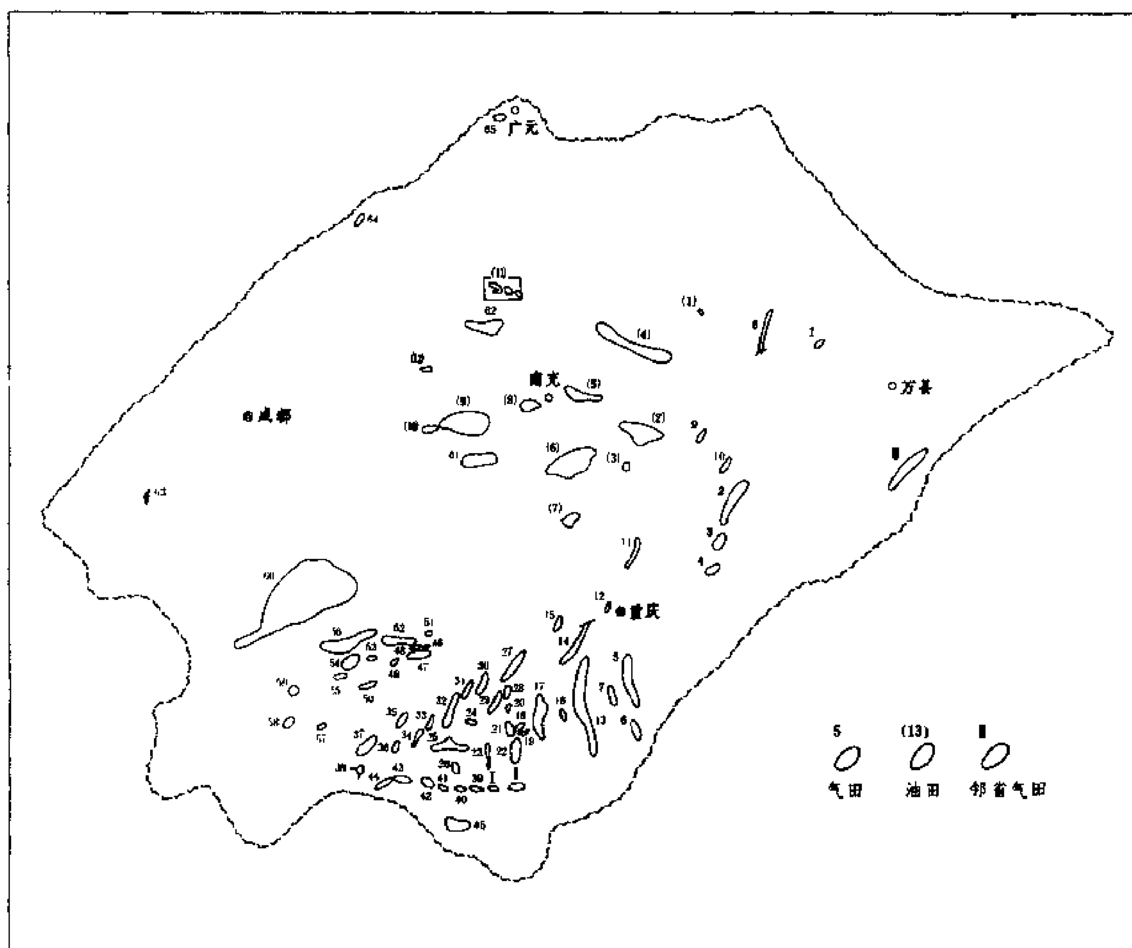



图 2－1 四川盆地油、气田分布示意图（1937～1984年）

川东气区：1—沙罐坪；2—卧龙河；3—双龙；4—黄草峡；5—石油沟；6—东溪；7—铁厂沟；8—雷音铺；9—福成寨；10—张家场；11—相国寺；12—沙坪坝；13—石龙峡

川南气区：14—临峰场；15—丹凤场；16—梁董庙；17—塘河；18—李子坝；19—榕山镇；20—朱沱；21—鹿角场；22—合江；23—庙高寺；24—中兴场；25—纳溪；26—白节滩；27—黄瓜山；28—永安场；29—坛子坝；30—龙洞坪；31—九奎山；32—阳高寺；33—荔枝滩；34—南井；35—广福坪；36—桐梓园；37—宋家场；38—牟家坪；39—五通场；40—打鼓场；41—沈公山；42—长垣坝；43—老翁场；44—付家庙；45—高木顶

川西南气区：46—隆昌；47—圣灯山；48—龙市镇；49 杨家山；50—邓井关；51—界石；52—黄家场；53—瓦市；54—兴隆场；55—孔滩；56—自流井；57—青杠坪；58—大塔场；59—观音场；60—威远

川西、川中气区：61—遂南；62—八角场；63—大兴西；64—中坝；65—河湾场

川中油田：(1)—税家槽；(2)—广安；(3)—罗渡溪；(4)—营山；(5)—南充；(6)—龙女寺；(7)—合川；(8)—一立场；(9)—桂花；(10)—蓬莱镇；(11)—中台山；(12)—金华镇

邻省气田：Ⅰ—太和场；Ⅱ—旺隆场；Ⅲ—建南

**自流井天然气的开发和利用**

对自流井构造盐卤和火井的开发，比较集中的代表了我国古代对天然气的勘探和利用情况。该构造产盐始于汉朝，当时即以“江阳之盐”[1]著称。晋朝有深达250尺的富世盐井和大公井[2]。至隋朝自流井构造采卤制盐业已很发达。唐朝时自流井构造可能已开始利用天然气煎制食盐。宋朝时将天然气用于制盐已有相当规模，盐井深度已达230米。到明朝，凿井工艺技术有了更大发展，明末宋应星(公元1637年)所著的《天工开物》中留下了自流井一带用天然气煮卤熬盐的图画。随着钻井深度增加，开采层位也由新而老。清乾隆三十年(公元1765年)钻成530米深的老双盛井。嘉庆二十年(公元1815年)钻成的桂粘井深达797.8米，钻穿层位已达三叠系顶部。道光二十年(公元1840年)钻成1001.4米深的兴海井，开始钻达嘉五层(三叠系下统嘉陵江组顶部)，从石灰岩中采黑卤。公元1840年以前，自流井构造主要采取“侏罗系”(实为上三叠统)的卤水，并利用这些浅井中小量天然气煎制食盐。

公元1850年左右，由于太平天国革命，海盐不能上运，故促使自流井构造的盐井增多，深度增大，于构造顶部的磨子井首先发现该构造的主力气藏——嘉三($Tc^3$)气藏。磨子井深为1200米，井喷后着火，火舌数十丈高，有“火王井”之称，与现今川南某些高产井颇相类似，估计天然气日产量数十万立方米。

在自流井钻井和开采天然气过程中，还建立了凿井中收集资料的重要制度——井口簿。“凡凿井须审地中之岩”[3]。“日下几尺或几寸，皆簿记焉”。[4]“凡打一井，从下锉之日起，必立一纪事簿。一井有一井之簿册，凡地层之种类，土色之形状，深一寸记一寸，深一尺记一尺”。[5]《自流井记》中还记述了井下地质情况：“井锉初下为红岩，次瓦灰岩，次黄姜岩，见油。次草白岩，次黄沙岩，见草皮火。次青沙岩，次白沙岩，见黄水。次煤炭岩，次麻箍岩，次黑烟岩，次绿豆岩，见黑水。红岩者，红土石也；瓦灰、黄姜、麻箍、绿豆，象其形色也。炭岩之炭，可燃；火烟岩之烟，如细面。……凡井，诸岩不备见，唯黄姜、绿豆必有之。间有遇绵岩者，凿最艰。绵岩者，一丈可凿一年。”“井及七八十丈而得咸者，谓之草皮水，量水一碗，可烧盐四五钱，……井及百二三十丈而得咸者，为黄水，　烧盐一两零，……井及二百六七十丈而得咸者，为黑水，碗烧盐二两零……”。“草皮水者，咸之轻者也；井至二百六七十丈而咸极。草皮火者，火之弱者也，井至二百六七十丈而火旺。凡火井见功时，气隆隆然自井底出，视之如釜蒸，闻之如卤臭，扪之如冰冷”。“井之精液为油，凡四色：米汤油，色白；绿豆油，色青；栀子油，色黄；黑漆油，色黑。青、黄、黑三者，气薰人，如硫黄；白者色较轻，光较明”。与现代钻井资料相比较，《自流井记》中所述实际上是一精度甚高的地质资料综合剖面。文中的“红岩”为侏罗系下统自流井群马鞍山层($Jt^3$)之暗紫红色泥岩。“草白岩至黑烟岩”相当于三叠系上统香溪群(Th)砂岩和煤系地层。“黄姜”为自流井群东岳庙层($Jt^2$)。“绿豆”为三叠系下统嘉陵江组顶部嘉五($Tc^5$)层中一层灰绿色页岩夹豆状矽钙硼石，俗称“绿豆岩”。东岳庙层和“绿豆岩”为现代所称的区域标准层，所以才有“惟黄姜、绿豆必有之”的说法。在天然气的储集特征

---

[1] 东汉章帝时崔駰《博徒论》，见虞世南《北堂书钞》卷一四六。

[2]《华阳国志》蜀志及唐李吉甫《元和郡县图志》卷三三。

[3] 清李榕《自流井记》，载《十三峰书屋全集》。李曾于光绪二年(公元1876年)看火井，成书当在其后。

[4]《四川盐法志》卷三。

[5]《自流井第一集》，王倚山樵甫著，1916年。

的认识方面，也有很深的造诣。意识到气、卤两者均出自裂缝，曾有“有水有火必有缝”、“立缝”、“横缝”、“骑马缝”、“水缝”、“火缝”以及它们长宽的记载，显然对裂缝已经有了质和量的概念，并用“泥孩儿”测试来确定裂缝与流体层位。“如此井甲日已锉下三十丈，乙日又下二尺，晚扇泥犹燥，则簿记无水。及丙日，又下二尺，晚扇泥而湿，则知三十丈有四尺必有走岩(垮塌)。然走岩在何方，以及白水之多寡不知也，于是以此试之”。“削木为杵，长可三四尺，半傅泥，外束以麻，大与井眼相若而稍缩。度悬绠而下至走岩处顿许时取出，视其湿即知其方，湿宽者即知其腔口大，湿深者即知其水力劲”。[1] 就是用这种具有吸水性能、可以紧贴井壁和井底的泥杵，来判断水层状况，还可从印痕测知裂缝性质、分布状况、宽窄及方向。

在钻井和开采工艺技术方面，利用竹、木、铁、麻为材料制造出了结构简易、操作方便的钻采工具，和具有减压、配风、混合、气水分离等四项功能的黀盆(即井口装置)及山枧(外输管线)。有时“一井门接数十竹，并每竹中间复横嵌竹以接之”，[2]“高者登山，低者入地，钩连支柱，虽长虹之饮涧，秋色之赴壑，不能名状也”[3]。说明当时钻探和开采工艺均具有很高的水平，居于世界领先地位。著名英国科学家李约瑟，在其名著《中国科学技术史》一书中也承认：“今天在勘探油田时所用的这种钻探井或凿洞技术，肯定是中国人的发明……”，并说，这种技术大约在十二世纪以前传到西方各国。

1840年以后，三叠纪嘉陵江组的气藏开始开发，仅从前人所留下的零碎的、间接反映出天然气数量的资料即可看出：自1850年以来的产盐量和气井煎盐的锅口资料，大致在公元1851～1950年期间，自贡盐场用天然气共制盐442072980担(2210万吨)，共有制盐锅口数771492口，按锅口计产气量为：

$$771492 \times 365 \times 105^{[4]} \approx 295 \text{ 亿立方米}$$

考虑到1850年磨子井喷气量，这样从1850～1950年自流井构造共产出天然气约300亿立方米，上述统计数字仅仅是自流井构造嘉二段($Tc^2$)以上的气层于1850～1950年间所采出的气量，而且1850年以前的产气量因无法考证，也未计算在内，但可见有相当的工业规模。

## 第二节 近代地质调查阶段(1841～1949年)

本阶段系指采用近代科学技术方法对四川进行地质调查和石油钻探的最初时期。限于当时的条件，工作大多比较零星，对盆地内含油、气远景的认识分歧也较大。1936年国民党政府资源委员会四川油矿探勘处成立，四川的石油勘探从单一的地质调查开始步入钻探阶段，发现了石油沟、圣灯山两个气田。

**一、采用近代科学技术进行地质调查(1841～1936年)**

最早涉足四川盆地地质调查的是外国人。如公元1866年德人F.F.Von李希霍芬沿嘉陵江、长江的调查，1906年法人E.E.阿本丹南对川南的调查，与1911～1916年日本东京

---

[1]《四川盐法志》卷三。

[2] 清范声山《花笑庼杂笔》，道光24年(公元1844年)成书。

[3] 清李榕《自流井记》。

[4] 一口锅耗气为15(15立方米天然气)×7(7分火力)=105立方米。

地学协会野田势次郎等的调查。对石油进行专门调查的外国人中较早者为美人G.D.劳得伯克，他于1915年来川考察，当时曾涉足自贡、犍为、乐山，著有“四川石油调查报告”。1924年我国学者李四光对鄂西长江三峡进行了调查，系统地研究并阐述了三峡地质及三峡的发展史，为盆地开展地层研究打下了基础。继之而来的有赵亚曾，黄汲清，谭锡畴，李春昱等。1929年赵、黄对秦岭及四川盆地做区域调查，著有“秦岭山及四川之地质研究”、“秦岭大向斜的迁移”、“四川峨眉山地质”等论文，至今仍为研究四川地质不可缺少的资料。谭锡畴、李春昱自1929年秋开始数次入川，除在川康等地进行区域性调查外，曾对盆地的盐井、火井及石油进行实地调查，是我国地质学家中较早在四川专门进行石油地质调查者，撰有“四川石油概论”、“达县油田”、“四川盐产概论”等文，至今仍为石油地质勘探中的重要参考文献。

除上述起奠基作用的地质工作外，尚有不少进行实地调查和从事研究的人。如常隆庆和潘钟祥对四川各地油田的调查，谢家荣对四川石油储量的估计以及金开英对四川石油的分析等，都对四川石油和天然气的早期调查作出了不同程度的贡献。

此阶段的收获是：基本搞清了中生界和上古生界的地层顺序；对四川盆地及其外围地质构造的性质与分布有了区域性了解；揭露了巴县石油沟、达县税家槽的地面油泉；研究了自流井等5个地区的盐井、井下油气显示；在盆地内重点调查了自流井、威远等19个背斜构造与荣昌、永川一带的背斜。一般认为烟坡（即石油沟背斜）、自流井、蓬莱镇、税家槽等构造均宜钻探。谭锡畴、李春昱还提出了（自流井群下部、香溪煤系下部、嘉陵江灰岩下部等）6个含油层位，并划分了几个探勘区域，即富顺—乐山区、资中—仁寿区、蓬溪—遂宁区、荣昌—永川区。总之，经过这一时期的地质调查，不仅对四川的地质轮廓有了比较全面的认识，而且对四川的油气情况也得到了初步了解，开始把四川石油列入中国石油问题的议事日程之中。

**二、早期石油和天然气的钻探和调查（1937～1949年）**

1937年抗日战争爆发，四川成为后方重地，地质调查工作和以石油勘探为对象的调查工作得到了加强。

1939年，前四川省地质调查所潘钟祥、彭国庆复查了石油沟构造北段。赵家骧、杨登华、肖安谭就沙坪坝、相国寺、寿保场等构造进行了调查。

1939～1942年，以中央地质调查所为主体，在黄汲清的领导下，对威远构造进行正规、系统的地质测量制图。1940年陈秉范在永川至隆昌一带进行了调查，认为黄瓜山、圣灯山构造均有钻探价值，并把圣灯山构造列为第一位，绘制了构造图，拟定了钻探井位。

1943年冬，江油永平荣兴煤矿坑道内流出了较多原油。陈秉范等仍用实测剖面的方法，绘制了海棠铺构造的构造图、地质图和剖面图，并拟定了1号井的井位（北翼）。

抗日战争胜利后，石油地质调查则由前矿产测勘处及前四川省地质调查所担任。由谢家荣领导的前矿产测勘处复查了石油沟、海棠铺构造，重点对龙泉山背斜进行多次调查，又研究了沙坪坝穹窿构造，并对江油梓潼地区、遂宁蓬莱镇至南充一带地区作了区域了解。

在这一阶段后期，参加调查的外藉人士较著名者有前英伊石油公司总地质师M.W.斯特朗。他受前资源委员会的聘请来华考察，1947年9月至12月在重庆、圣灯山、威远、五通桥、龙泉山、灌县、江油、广元等地工作，事后编制了“四川石油地质报告”及附图一厚册，该材料是论述四川石油地质的第一份较完整的文献。

在外藉人中还有美“战时生产局”的地质顾问芮奇，他于1945年赴川调查，写有“四

川盆地油气之可能性”一文，曾认为“在四川盆地找到足够数量的石油希望很少……”。

对于在四川寻找油气持悲观论点的认识已被现在大量的勘探成果所否定，事实上早在1946年谢家荣就曾予以反对，他撰文道：“……四川盆地中油源遍布，适宜构造又复到处可见，故含油区域甚宽广……，采油之井寥寥可数，此与宽广油区之面积相较，诚履微渺之比例，且每区仅凿一井，此井无油，即顾而之他，一若采油事业，可以幸运得之，而绝无从容考量之余地者，依此而遽下结论，谓四川无油，诚不免有武断肤浅之讥矣”。

四川的石油和天然气钻探工作由前四川油矿探勘处担任，1937～1949年这12年内共钻有石油沟1号井、2号井，威远1号井，圣灯山2号井、4号井（因故停钻），海棠铺1号井等6口井（见表2－1）。尽管钻井工作量不多，但1939年于石油沟构造钻获天然气流，是盆地内油气勘探的大事，证实了除盆地西南部（自流井构造）有气外，东部也有气。相继于1945年在圣灯山构造又获气流（并利用天然气炼制天然汽油、熬盐等），大大坚定了在四川盆地找油、气的决心。

**表2－1　1937～1949年钻探情况一览表**

| 井号 | 开钻时间 | 完钻时间 | 完钻井深（m） | 完钻层位 | 日产气量（$10^4m^3$） | 日产水量（$m^3$） |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 巴1井 | 1937.11.6. | 1939.11.25. | 1402.20 | 不详 | 1.3027 ①<br>凝析油<br>0.011 $l/m^3$ | |
| 威1井 | 1940.7.24. | 1941.2.20. | 1202.66 | $P_1^3{}_1$ | | |
| 巴2井 | 1941.12.21. | 1943.2.11. | 1002.01 | Th | | |
| 隆2井 | 1943.5.1. | 1944.7.5. | 844.97 | $Tc^4{}_1$～$Tc^2{}_3$ | 3.0 ② | 29.382（$Th-Tc^4{}_4$）<br>6.38（$Tc^4{}_1-Tc^3{}_3$）<br>48.3（$Tc^2{}_3$） |
| 江1井 | 1945.7.2. | 1947.4.18. | 1157.83 | Tr～Tc | | |
| 隆4井 | 1949.3.28. | | 418.40<br>（至解放时） | | | 解放后继续加深，1950年完钻，井深973.63m |

① 示无阻流量。

② 1947年11月试井，因产卤水之故，套管单独开放所能产气之最大量。

在这一阶段所取得的石油地质科学成就如下：

1）前四川省地质调查所完成了大巴山西段、龙门山、川南、川东南以及三峡等地1∶20万地质图。前中央调查所在川西南大渡河下游及峨眉山也进行了地质制图工作。两单位还对川东、川西的煤田，川中、川南一带的盐矿，川西南的有色金属及各地区的铁矿、砂金矿等进行了调查。在此基础上，1944年前四川省地质调查所编制了第一幅全盆地1∶50万的地质图。

2）对四川盆地沉积岩的层序、古生物、岩相的调查研究有很大的进步。如许德佑初步建立了西南海相三叠系地层系统，他根据化石演化的程序，通过广泛而深入的研究，创立了一些地层名称；阮维周曾指出峨眉嘉陵江组有孔虫的存在及分带的可能性；斯行健对香溪煤系植物化石群进行了分带；侯德封、李悦言对红层提出新分层意见；姜达权对自流井统界线问题提出了探讨性论文；杨钟健根据广元、威远脊椎动物化石研究与对比，认为红色地层下部应属晚侏罗世。

3）区域地质方面，侯德封、杨敬之对广元大巴山的研究，朱森、吴景桢、叶连俊对龙门山的研究和程裕祺、张兆蓮、彭琪瑞对西康等地区的研究，均很重要。另外，通过对盆地内的构造调查，相继发现了许多背斜构造。

4）构造方面，最重要的是黄汲清的《中国主要地质构造单位》一书，系统地划分了四川盆地的大地构造单元，至今仍有指导意义。李春昱的"四川中生代造山运动"，叶连俊的"西藏高原以东甘肃至云南境内之构造史"，曾繁礽、何春荪的"瓦山峨眉山之地质构造"、侯德封的"四川地质构造及其与矿床之关系"都是重要论文。

5）油气苗被广泛发现。不仅在长寿、荣昌等地的红色砂岩中发现油泉、气苗，在川中沿嘉陵江、渠河及川西、川南二、三叠系露头上也均有发现。特别是李悦言从地球化学角度出发，几乎调查了川内全部盐井，为石油、天然气层位及聚集条件的研究提供了重要资料。

6）石油地质理论方面也有进展。关于钻探目的层问题，黄汲清认为"一是陆相浅层侏罗、白垩系没有重大经济价值，二是深层二、三叠系为海相沉积，可能有生油层和含油层存在，而且也为露头的油苗所证实"，积极主张钻探深层。谢家荣提出"行列背斜"，建议钻探"低背斜"，并认为侏罗、白垩系储油最适宜，"行列背斜"即"以二个相距较远之高背斜（各）为一行列，其两翼出露之透水层具有水渗流，挟油下降，至适当地位，可资积聚，若于中心复有一低背斜之隆起，则聚集更易，希望更大"。1946年，谢氏列举了包括圣灯山、高木顶、龙泉山、海棠铺、蓬莱镇等18个低背斜。

1948年，王概认为四川找油希望很大，但要加强地质勘探工作。陈贲认为侏罗系及白垩系可以生油，对二叠系是否有生、储油层的问题，"很难肯定答复"，认为二叠系在华南分布很广，应以整个华南为对象研究，不只限于四川。南延宗认为海棠铺构造复杂，江1井原油粘稠，是否继续钻探大有考虑的必要，他主张石油沟构造要打边井，圣灯山应往深处打、另提出沙坪坝、龙泉山、蓬莱镇值得试探。

总之，比起前一阶段，在石油地质勘探方面有了很大的进步。但钻井进尺少、地质工作零星，方法不统一，工作量小，以致收效不大。

## 第三节　现代勘探开发阶段（1950年～现在）

1949年底四川解放后，以四川盆地为重点进行了大量油气普查勘探工作，四川的石油天然气工业有了很大发展，其间又可进一步划分为下述几个不同阶段。

**一、恢复时期地质调查阶段（1950～1952年）**

从1950～1952年为解放后三年恢复阶段，当时的重庆西南地质调查所（西南地质局的前身）曾先后成立了4个石油勘探队。除复查了隆昌圣灯山、江油海棠铺构造，测制了1/10000的地质图和构造图外，还对五通桥地区进行了1/50000、邓井关构造1/25000及黄瓜山构造1/10000的制图工作；对龙泉山构造进行了解，并在老君井附近作了详查；龙门山的南段边缘地带及川西地区的普查工作是与四川大学地学系合作进行的。黄汲清在"第四石油队第三季度总结报告"中，从大地构造及古地理的观点出发，分析了龙门山前山带各个地区的油气勘探远景，并作了构造分带，该总结是研究龙门山的一份重要文献。

另一方面前四川油矿勘探处撤消，大部分人员和器材都集中到我国西北地区，除在隆昌圣灯山构造继续钻完隆4井外，到1952年为止，钻探工作无大进展，且对过去的钻井资料也因人力缺乏而未系统整理。

1952年10月1日，燃料工业部石油管理总局西南石油勘探处在重庆成立，从此四川才有专业的石油地质勘探机构，在四川石油勘探史上开始了划时代的新的一页。

与此同时，还注意到了技术骨干的培训工作。在重庆创办了西南石油专科学校(即现今的重庆石油学校)，并与重庆大学合办了石油地质和钻探专业，培养了高级技术人员，扩大了技术力量。

**二、有计划地开展四川盆地油气普查勘探阶段(1953～1957年)**

四川盆地比较正规的油气勘探工作是从1953年开始的。地质部、石油工业部都组织了专门的勘探力量开展工作。限于当时的认识和力量，初期只在一些局部地区进行地质普查和构造细测，并对当时认为比较好的一些局部构造，如海棠铺、圣灯山、龙泉山等进行了钻探。以后陆续开展了全盆地的地质普查，重磁力普查、详查，大地电流测量和少数参数井、基准井的钻探，以了解整个盆地的地质结构和沉积岩的发育情况。通过这一阶段的普查勘探，对盆地内特别是对川西、川南和川中的地质构造情况有了进一步了解，准备了一批可供钻探的构造。同时还发现了东溪、黄瓜山、高木顶3个气田，连同石油沟、圣灯山气田在内，初步证实了三叠系嘉陵江组石灰岩是川南地区具有工业价值的区域性产气层。

*1.地质和地球物理普查勘探逐步展开*

地面地质调查最初主要集中在龙门山山前带和龙泉山背斜、自流井至宜宾一带，计有8个地质队工作。1954年以后，逐步加强了川南和川中地区的普查、详查工作。包括对石油沟、东溪、黄瓜山、古佛山、螺观山、高木顶、邓井关、兴隆场、蓬莱镇、南充、一立场等构造的细测，为以后进行钻探准备了条件。1956年，首次在川南泸州、合江、长垣坝等地开展连片构造制图工作。这在工作方法上是一个重大的改进，把原来只限于一个局部构造的详查、细测工作扩展成在一定面积内连片制图，这样不仅可以把每一个局部构造的情况查清，而且还可以把不同构造之间包括向斜部分的构造关系搞清楚，避免漏掉一些小的构造，同时也有利于进行构造对比。这一方法于1957年再次在北起营山、渠县，南至合川、武胜之间的川中地区进行连片详查中证明是行之有效的。1953～1957年，四川石油管理局系统共组成64个地质队年，完成地质调查82263平方公里，发现构造89个。

重磁力普查、详查也是这一时期的一项重点工作。从1953年开始，到1955年完成了全盆地1∶50万重磁力普查及川西平原、川南泸州和川中等地的重磁力详查，总计完成重力普查197753平方公里，磁力普查70161平方公里，发现和证实重力高55个。1957年由苏联专家В.И.谢苗尔金指导、在曾鼎乾总地质师领导下，对四川盆地重磁力普查成果进行了系统总结，编制出“四川短轴地向斜结晶基底最小深度起伏推断简图”、“四川短轴地向斜区域构造单元划分简图”及“四川短轴地向斜中生界含油气远景预测简图”等，对盆地的基底和区域构造划分做了比较详细的论述。其中将四川盆地外围的构造单元划分为：龙门山复背斜带、瓦山—峨眉山块断带、娄山褶皱带、八面山褶皱带、大巴山褶皱背斜带和汉南地块等；盆地内部共划分为3个一级构造单元，即川东南褶皱带、川中地块、川西北凹陷带；并提出在一级构造单元之间有华蓥山、龙泉山、龙门山等深大断裂存在。这些成果特别是对盆地的基底结构、基岩埋深的合理解释，对认识四川盆地的区域构造特征和构造区划起了重要作用。

地面电法勘探方面，于1954年成立第一个电法队，在川南富顺县兴隆场构造开展工作，使用ЭП－Ⅰ型电位计、干电池为电源，应用垂向电测深法和大地电流法，以三叠系石灰岩高电阻层(即三叠系侵蚀面)为勘探目的层，进行面积测量，圈定局部高电阻层隆起。

从1954～1957年，完成地面电法剖面2799公里，共有6个队年在盆地内开展区域普查，研究区域构造，了解三叠系高阻层的起伏情况和大致的埋藏深度，为划分盆地内次一级构造单元提供了资料，并在条件可能的地带寻找潜伏构造。如普查发现川中是一个电阻率稳定地带，开江甘棠至长寿石堰场路线上得到了高电阻层的一个隆起和一个凹陷，两者相连范围很大。又如1957年用垂向电测深查出的川东明达镇异常（1977年地震工作证实为明达镇潜伏鼻状构造），经钻探发现三叠系有丰富的天然气。

地震勘探力量比较薄弱，1953年只有1个地震队首次在海棠铺构造进行工作，使用的仪器是光点记录地震仪，由于地腹构造复杂，方法未过关，没有得到结果。后来到苏码头构造得到了浅层反射。1955年以后，队伍逐年扩大，工作地区开始向川中地区转移，除少量的普查外，主要是以局部构造为对象的地震详查，先后在蓬莱镇、南充、龙女寺等构造上进行地震详查工作。当时针对四川山区公路交通困难，把地震仪车装改为散装人抬，这是一项重大的技术革新，为在山区开展地震勘探创造了条件。至1957年发展到5个地震队，从1953～1957年共完成地震剖面1615.4公里，证实和发现了6个背斜构造。由于受仪器条件限制，这一时期的成果主要是浅层侏罗系自流井群的反射层，效果较好。

*2.钻探初见成效，二、三叠系获工业气流*

全国解放以后，在四川盆地开钻的第一口油气勘探井是隆昌圣灯山构造的隆1井（1953年6月15日开钻），其次是江油海棠铺构造的江2井（1953年10月30日开钻）。初期的钻探工作主要集中在这两个构造上，至1956年底，圣灯山构造已开钻22口井，完钻井21口。海棠铺构造开钻井7口，完钻井7口，但效果甚微。海棠铺构造因地腹出现不整合，上下构造不一致，断层复杂，因未获油气而停顿。圣灯山构造系按均质砂岩采用十字剖面的布井方案，在两翼打了不少的井，也由于不符合嘉陵江组裂缝性碳酸盐岩气藏的特点，除靠构造轴部获气井3口外，其余皆为干井或产量微小。

随着地质调查和构造制图工作的顺利进行，面上的勘探工作从1954年开始到1956年相继开钻的有三大湾、厚坝、石油沟、东溪、黄瓜山、高木顶等构造。1957年在川中地区的南充、蓬莱镇、龙女寺等构造也开始了以探油气为目的的钻探（表2-2）。与此同时，1956年3月在盆地腹地蓬莱镇构造上钻探了第一口基准井——蓬基井。同年5月在威远构造上开钻了另一口基准井——威基井。基准井的钻探标志着钻探深井技术的提高，而且

**表2-2 四川盆地早期一些探井开钻简况表**

| 序号 | 构造 | 井号 | 开钻日期 | 序号 | 构造 | 井号 | 开钻日期 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 1 | 圣灯山 | 隆1井 | 1953.6.15. | 7 | 威远 | 威基井 | 1956.5.22. |
| 2 | 海棠铺 | 江2井 | 1953.10.30. | 8 | 黄瓜山 | 黄1井 | 1956.5.28. |
| 3 | 三大湾 | 泉1井 | 1954.6.12. | 9 | 高木顶 | 高3井 | 1956.8.8. |
| 4 | 石油沟 | 巴5井 | 1955.5.22. | 10 | 南充 | 充1井 | 1957.4.28. |
| 5 | 东溪 | 东1井（原巴15井） | 1955.10.12. | 11 | 龙女寺 | 女1井 | 1957.11.7. |
| 6 | 蓬莱镇 | 蓬基井 | 1956.3.9. | | | | |

也从总体上加深了对四川盆地深部地层、区域构造和含油气远景的认识。

1956年，东溪构造东1井(原巴15井)、黄瓜山黄1井及次年高木顶构造高1井，先后在钻至嘉陵江组嘉一段和嘉二段时获工业气流。这些气田的发现(包括已有的石油沟气田、圣灯山气田在内，图2－2)，不仅证实了三叠系嘉陵组是一个区域性产气层，而且还在重庆西南地区初步圈定出一个为已知气田所控制的含气区，面积约4.3万平方公里。区内有70个局部构造圈闭。

1957年3月28日～6月14日对圣灯山气田隆10井下二叠统$P_1^3$上盘2040～2060米井段射孔测试，在回压104.82巴的条件下日产天然气16.3万立方米，该井是解放后在盆地内钻探的第一口二叠系探井，也是最先在下二叠统获得工业气流的探井。隆10井的突破是地质勘探上的一个大事件，为川南含气区钻探二叠系气藏提供了重要的依据。

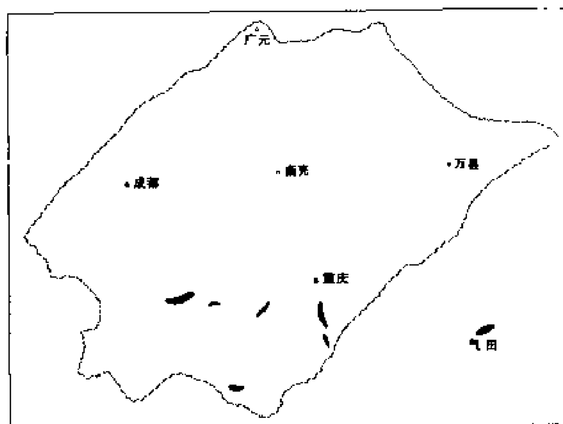


图2－2 四川盆地油气勘探历程图(1957年以前)

在此期间还逐步加强了地质、地球物理的综合研究。从早期对龙门山地区泥盆系、石炭系、侏罗系及白垩系的分层对比开始，直到1955年以后，逐步开展以盆地整体为对象的油气苗调查、岩石物性参数调查、重磁力普查成果总结以及侏罗系、三叠系、二叠系等分层对比和岩相古地理图编制，均为了解和认识盆地地层分布、区域构造和含油气条件打下了基础。其次针对裂缝性气藏特点，还对试井、储量计算等进行了方法研究。为了借鉴利用祖先开采自流井构造盐卤和天然气的经验，1954年成立了自流井构造油气水专题研究队。通过整理大量老井资料，总结出自流井气田的气水分布规律，明确了纵向上不同气水层的分布关系和气藏富集的地质因素，提出了沿背斜轴部和断裂附近是出现高产气井有利地带的认识。经过总结和对圣灯山、黄瓜山、石油沟等构造的钻探实践，初步确定了应在高点、长轴有利构造部位布井的方案。由于对裂缝性气藏特点的这一认识，因此在川南地区开展进一步区域勘探中取得了良好效果。

总之，通过这一阶段的综合普查勘探，从局限于龙门山山前带，到扩展至盆地其它地区、直至接受了地台区控油的理论，为此，做了大量的构造制图工作和以盆地为整体布局的地球物理勘探与基准井钻探，并通过对新构造的钻探，终于在川南地区打开了局面。但是，在初期限于当时的技术力量和认识水平，对复杂地区的地下构造变异和碳酸盐岩储集层特点还没有足够的认识，走了一段弯路，探井过于集中，效果不佳。后来经过实践及借鉴了自流井气田的开采经验，对碳酸盐岩裂缝性气藏的地质特点和布井方案有了初步掌握，肯定了川南地区的含油气远景。川中地区的区域探井开钻虽然较晚，但在几个构造上同时钻探，为1958年发现川中油田和以后的大规模勘探创造了良好条件。

在1953～1957年间在盆地内完成探井进尺116251米，完钻井62口，取芯进尺12752米，岩芯长4959米，收获率38.9%，累计产天然气量101889万立方米。

### 三、打开局面不断发展阶段（1958～1965年）

随着科学技术的发展和改进，人们对裂缝性油气藏的认识不断深化。在此阶段，经过川中会战、圣灯山气田综合勘探、中梁山坑道调查以及“十快”、“十细”的钻井工作方法和“一占三沿”井位部署原则等一整套对付裂缝性气藏技术措施的形成，打开了油气勘探的新局面，致使勘探工作年年有进步，岁岁有发现，不断持续发展。

党和国家领导人对四川的油气勘探十分重视。1957年，朱德副主席视察四川时提出“加倍努力，探出石油”。1958年1月和3月，邓小平副总理、毛主席分别视察了黄瓜山和圣灯山气田，给予四川石油职工很多勉励，使职工受到很大鼓舞。

在此期间勘探成效比较显著，表现在：经历了川中石油勘探会战，基本搞清了大安寨（$Jt^4$）、凉高山（$Jt^5$）油层的特点、分布规律及控制因素；对川东南二、三叠系气藏的特征与分布有了进一步认识，并重点解剖了圣灯山气田，取得了经验，指导了其他气田的勘探；威远发现震旦系气藏，开拓了勘探新领域。特别应指出的是加深了对裂缝性气藏的认识，1965年四川石油会战领导小组召开的技术座谈会，总结出碳酸盐岩裂缝性气藏“一占三沿”的井位部署原则等勘探方法，意义深远。

*1.川中石油勘探会战*

1958年2月，地质部第四普查大队在龙女寺构造中侏罗统沙溪庙组浅井中提捞获原油5吨。随后四川石油勘探局相继于3月10日在龙女寺构造女2井、3月14日在南充构造充3井喷油。充3井油峰高达30米，1小时55分钟内喷油189吨。3月16日蓬莱镇构造蓬1井也喷了油。女2井、充3井、蓬1井等3口井在凉高山、大安寨层（下侏罗统）的喷油，对改变四川找油找气形势产生了深远的影响。接着4月底广安构造又相继喷油。于是在蓬莱、南充、岳池、营山、武胜、广安面积约2万平方公里范围内普遍见油。川中油区发现的喜讯传遍全国，石油工人欢欣鼓舞。1958年5月石油工业部召开了具有历史意义的南充会议。为了加强工作、适应发展的形势于当年5月底成立了四川石油管理局及其下属的川南矿务局、川中矿务局。为查明南充、龙女寺及蓬莱镇3个构造，部署了20口关键井。在玉门、新疆等油田的大力支援下，于1958年11月18日在川中开始石油勘探会战（即一上川中）。经过1958年勘探，获得了南充、龙女寺、蓬莱、合川等4个油田，证实了营山、广安、罗渡溪等3个构造的凉高山层产油。由于当时对储集层性质是孔隙还是裂缝争议较大，探井又过于集中，致使探井成功率较低。另外在油井开采时，没有按客观规律办事，开采方式不尽合理，致使产量一时上去了，但很快就递减下来，油井不能稳定生产。

1959年8月，蓬40井喷油，发现了桂花油田。9月、12月又相继发现了罗渡溪油田、营山油田。除大安寨油层（$Jt^4$）、凉高山油层（$Jt^5$）外，还发现东岳庙油层（$Jt^2$），显示出川中纵向上具有多油层，横向上（桂花油田）油藏的分布边界不受局部构造圈闭控制的特点。1959年完钻井161口，获油气井55口，探井成功率提高到34.1%。

1960年，根据石油工业部对四川提出“大力勘探，坚决迅速拿下稳定采油面积，千方百计增产原油，实行勘探与生产并举”的方针，四川石油管理局于当年8月组织了川中隆盛、桂花、大石及充西地区勘探会战（即二上川中）。同时，还加强了对蓬莱—南充16000平方公里范围内地质、地球物理等资料的综合研究工作。桂花和充西地区的会战一直延续到1961年，明确了大安寨油层（$Jt^4$）是原生的受区域岩性、岩相控制的裂缝性油藏。并指出了含油最有利地区的面积达数千平方公里。特别值得一提的是，会战时学习大庆先进经验，对矿场地质要求齐全准确地收集85项资料数据，保证了资料的质量。

通过上述工作明确了"川中台斜"是侏罗系含油气最有利地区。认识到自流井统(Jt)已获之油藏均为原生油藏，油气受岩性、岩相变化的控制，区域上半深水湖相是含油有利地区，含油性好坏还与古构造有一定关系，一般以古构造斜坡为好，但只有当较厚、质纯的介壳灰岩十分发育、古构造又处于长期频繁振荡的地带才最利于油气聚集。另外，通过深入研究认识到大安寨油层也有它复杂的一面。由于裂缝发育不均一导致储集条件差异变化大、将油田分割成条块状产油带，压力分布复杂，产量相差悬殊。

1962 ~ 1964 年川中钻探的探井数量一度下降。1965 年,石油工业部四川石油会战领导小组为进一步查清川中大安寨油层的含油情况,决定再次加强勘探(三上川中),开辟吉祥试验区,进行了钻井工艺试验。在15 平方公里范围内,钻了第一批注水开发井网中的9 口井、取得了各项地质资料数据,共取岩芯长667.896 米,并进行了1/2000 地面裂缝调查,证实地面、地下裂缝基本相似。通过研究认为以倾角低于30°的小缝(宽度小于 0.3 毫米的缝占87.4%)、小洞为主,高产井分布在构造陡缓转折带和局部构造扭曲部位质纯的介壳灰岩中。与此同时、还进行了包括水平井、空气钻、优质泥浆打井等钻井工艺试验,成功地打成了我国第一口水平井(磨 3 井),创造了垂直井深1367.8 米,横穿油层276.6 米、水平延伸160 米及泵冲法准确测定井斜等新成果。为进一步划分出大安寨油层缝缝洞洞层段,还采用了微电极测井方法、设计制造声波测井仪、多发式井壁打印器、革新制成了水平测斜仪、研究出一套放射性测井标准化等方法来提高测井资料的质量。所有这些,都为石油地质的研究提供了许多新资料。在此期间还获得了一立场油田和安岳—通贤、磨溪、白庙三个含油地区。

经过三次川中石油勘探会战共部署探井 470 口，完钻井 472 口，获油气井 198 口，探井成功率 41.9%，累计产油量为 446216 吨，累计产气 5269 万立方米。证实了大安寨油层($Jt^4$)、凉高山油层($Jt^5$)，物性差、产油井分布不均，而且产量低，但它分布范围广，面积大、只要方法得当、勘探前景还是可观的。

*2. 川东南二、三叠系气藏的勘探*

1958 年，川南采用"撒大网、占山头、插红旗"甩开钻探，相继于同年 7 月在阳高寺构造阳 1 井、纳溪构造纳 1 井，8 月在邓井关构造邓 1 井，9 月在长垣坝构造长 1 井钻获高产气流(其中长 1 井井口压力为 30 巴时日产气 600 万立方米，绝对无阻流量每日高达 1000 万立方米)，获得了好的勘探成效。

1959 年发现卧龙河、龙洞坪两气田，认识到三叠系各气藏具有区域性分布特点：嘉三段($Tc^3$)分布在自流井盆地及渝南盆地；嘉五¹段($Tc^5{}_1$)在卧龙河气田发现；嘉一段($Tc^1$)多集中分布在川南中间隆起部分。二叠系气藏比较复杂，由于对二叠系地下构造形态不太了解，勘探成效甚低。在石龙峡、环山等构造上的三叠系勘探也未奏效。

1960 年，在九奎山构造嘉一段($Tc^1$)获油，阳 11、13 井初产量每日达 61 吨。后来在阳高寺、纳溪构造亦相继获油，证实了川南阳高寺、纳溪一带为找油最有利地区。

由于在花果山、兴隆场、石油沟等地二叠系构造勘探失利，又因为在同一个构造的不同部位以及同一井中的不同井孔(直眼与斜眼)勘探成果差异很大，这样就提出了构造评价(构造排队)问题。1962 年开始研究局部构造的褶皱强度和形态，局部构造上断层性质、大小、及切割形式，水文地质条件等情况，后来对川东南局部构造又进行综合性评价(表 2－3)。明确了在相同的水文地质条件下，构造的褶皱强度和断层切割构造的部位是评价含油气好坏的关键因素。

为了进一步加深对裂缝性碳酸盐岩气藏的认识和提高勘探成效，1963 ~ 1964 年对圣

表 2-3 川东南含油气远景预测排队评价表

| 层系 \ 分类 | 一类构造 | 二类构造 | 三类构造 | 四类构造 |
|---|---|---|---|---|
| 三叠系 | 28 | 13 | 19 | 30 |
| 二叠系 | 26 | 16 | 33 | 15 |

灯山气田进行大型实验，包括地面细测、地面裂缝调查、各种井下作业（隆 8、24 井试油 6 层，隆 28 井大型酸化 2 次，隆 21 井侧钻 2 个眼）、嘉三（$Tc^3$）气藏的井间干扰试验及对该气田历年来的钻、试、采资料进行了全面的系统整理，并在此基础上进行综合研究。通过这次大型实验，认识到：该气田地面侏罗系和地下三叠系构造形态基本吻合，地下断层对气藏的大小起控制作用；但地面与地下裂缝发育区则差异显著，地面调查了 204 个裂缝点，丈量了 3325 条裂缝，最发育区在构造顶部、长轴与陡带，控制面积为 7.71 平方公里，经对 28 口井研究，发现地下三叠系裂缝只发育在构造顶部及长轴方向，控制面积仅 4.0 平方公里；裂缝发育与否由岩石性质和地层曲率而定，经对嘉三（$Tc^3$）气藏 27 口井 79 个裂缝渗透带 115 个裂缝渗透组的研究表明，凡石灰岩、白云岩中泥质含量大于 10%、石膏含量大于 20% 时，就不易产生裂缝；同一裂缝系统分布面积广，气藏连通性很好；同时搞清了嘉三（$Tc^3$）气藏开采前为气驱，以后转为弹性水驱；计算了嘉三气藏天然气储量。

通过圣灯山气田大型实验得到的经验是，要搞清一个气藏必须：弄清地面构造形态、断层性质及其分布特点；查清地面裂缝分布和发育情况；掌握储集层岩石性质及其变化规律、搞清气藏压力系统及连通情况；掌握气藏的驱动类型，分析边底水活动情况；研究气井生产特性；算准气田储量。

*3. 威远震旦系气藏的发现*

威远构造位于四川西南部，1940 年曾钻探威一井，目的层为二叠系，1941 年完钻，未获油气。1956 年 5 月 22 日钻探威基井，因钻机负荷能力有限，于 1958 年 5 月 3 日井深 2438.65 米钻达下寒武统后停钻。1964 年 5 月加深威基井，当钻至震旦系灯影组顶部（井深 2858.11 米）发生井漏，立即停钻进行中途测试。当降低井内液柱回压时，发生井喷，在回压 233.21 巴下，日产气 132,180 立方米。用 8 毫米孔板测试（井段 2438 ～ 2859.39 米）日产气 7.8 万立方米，日产水 121.2 立方米。该气藏的发现不仅是我国首次在最古老的地层中找到工业气流，也是钻采工艺革新、加强中途测试的硕果，更重要的是开拓了视野，开辟了下古生界乃至上元古界油气勘探的新领域。

*4. 1965 年石油工业部决定对四川进行"开气找油"会战*

1965 年 6 月四川石油会战领导小组成立，为贯彻"开气找油"方针，决定集中力量在威远构造和川南泸州地区进行勘探和气田开发，力争尽早实现天然气年生产能力达 70 亿立方米。为此突出了综合勘探，加强地震勘探和缝缝洞洞储集层的研究。如对钻井岩芯、中梁山煤洞 1755 米巷道、范店乡震旦系 1056 米隧道、小南海 60 米采石场等进行了观察、描述和 1 ：1 ～ 1 ：10 的素描或照相。

通过上述工作认识到，三叠系、二叠系、震旦系储集层的储集空间由缝缝洞洞组成。其中：大缝大洞少、小缝小洞多；白云岩、石灰岩缝洞最多，砂岩、粉砂岩其次，石膏、岩盐最低；震旦系有针孔状、蜂窝状、葡萄状和条带状储集空间。这些成果的获得，不仅为编制测井资料与孔隙度之间的关系图版及威远气田储量计算和开发提供了数据，更重要的是使我们认识到对四川气田的勘探与开发必须立足于缝缝洞洞。

1965年11月召开了大型技术座谈会，除总结对付裂缝性油气井、防止井喷的"十快"措施外，还总结了取全取准井下地质资料的"十细"要求（①预告地层及油气水层细；②判断憋、跳钻时加快及放空细；③测量泥浆性能细；④观察泥浆出口及池内液面变化细；⑤鉴别砂样、岩芯及识别其中充填矿物的含量、晶形、透明度细；⑥掌握气测、荧光度变化细；⑦收集辨别油、气、水样细；⑧记录测试资料细；⑨收集增产措施资料细；⑩综合分析研究细）。特别是总结了裂缝分布规律：狭长的石油沟类型——裂缝主要沿长轴分布；较短的邓井关类型——裂缝发育带沿高点、轴线及偏缓翼发育；圆形的长垣坝类型——裂缝发育在高点成片分布；川中一带很平缓的构造裂缝沿断裂、陡带、鼻褶比较发育。进而提出："打第一批初探井的井位，必须占高点、沿长轴、占扭曲、打断层"的布井原则，不仅提高了勘探成效，而且为今后的勘探部署奠定了重要的基础。

同时还发现川南嘉一（$Tc^1$）主要渗透层分布在距顶40米范围内，产层具有一定层位性，与泸州古隆起的分布范围大致吻合。对盆地内57个构造浅气层的研究表明，自贡、泸州区是侏罗系自流井群东岳庙组（$Jt^2$）、珍珠冲组（$Jt^1$）及上三叠统（$Th^6$）浅气层最有利地区。找油工作也有了新的起色，证实下寒武统油苗分布在城口地区东西长75公里、南北长20公里的范围内，产自节理及裂缝中；泸州古隆起风化壳钻达$Tc^2{}_2$、$Tc^1$的57口井中46口井有不同程度的显示，其中9个构造18口井累计产油456立方米。

川中侏罗系和川东南二、三叠系的勘探过程也是我们对四川油气层认识逐步加深的过程。从认识裂缝性储集层的特征到对碳酸盐岩"一占三沿"布井原则的总结，这是对裂缝性储集认识上的一个飞跃，并对以后的油气勘探工作具有重要的战略意义。

1958～1965年期间，在盆地及外围（包括云贵、广西）地区，完成地质调查117 431平方公里；地形测量50 055平方公里；地震剖面21790.8公里；重力勘探244 469平方公里；磁力勘探7889平方公里。发现地面构造43个。探井进尺1106 250米，完钻井86口。取芯进尺162 773米，岩芯长125 545米，收获率提高到77.1%。天然气产量770 668万立方米，原油产量449 635吨。共获气田18个，含气构造1个，油田9个，含油地区3个。铺设输气管道201公里。

**四、建成天然气生产基地阶段（1966～1975年）**

由于1965年"开气找油"勘探会战后相继结出硕果，四川盆地的油气勘探成效显著，川东南二、三叠系勘探进一步取得成果，威远气田投入开发和川中油田不断发展。1971年地质部又在川西北发现中坝气田，使该区须家河组（$T_3x$）为目的层的勘探得以在面上铺开。1975年开始的天然气300亿规划部署和13个重点气田的勘探，更进一步把勘探工作推向了一个新的高潮。油气产量稳步增长，天然气年产量由1965年的9.45亿立方米增至1975年的39.31亿立方米；原油产量由1965年的年产油量3.4万吨增至1975年7.678万吨，通往重庆、成都等地的输气干线提高了供气能力，使四川盆地初步建成为一个天然气生产基地。

*1.扩大川东南二、三叠系勘探成果*

于此阶段，相继在付家庙、塘河、五通场等17个气田获嘉陵江组气藏；中兴场、卧龙河等4个气田获上二叠统长兴组气藏；宋家场、庙高寺、白节滩、东溪16个气田获下二叠统阳三气藏。特别值得一提的是卧龙河气田相继发现香溪群（Th）、雷一段（$Tr^1$）、嘉四$^3$层（$Tc^4{}_3$）、嘉二段（$Tc^3$）、长兴组（$P_2^2$）等气藏。

在川东南先后发现了10个工业气层，证实了川东南二、三叠系具有产层多的特点。一个

气田往往具有1～2个主产层，个别有4～5个产层。在一个气藏中还有多个裂缝系统，构造高点、长轴，是高产井所在的主要构造部位。截至1973年所钻的256口井中，高产气井30口，分布在高点的为25口、长轴的为4口、翼部的仅1口，显示出只有在局部构造受力较强、裂缝发育的部位才能获得高产天然气。

勘探还表明，碳酸盐岩储集层除具有裂缝性特点外，还有孔隙层段。除1963年在阳高寺气田发现嘉二[1]—嘉一（$Tc^2_1$—$Tc^1$）白云岩、灰质白云岩中有生物碎屑以及鲕粒等粗结构在一些层段集中出现，有的还具有较好的孔隙性外。1966年又发现卧龙河嘉五[1]气藏上下部溶蚀孔隙发育，具有较高的孔隙度。次年又在石龙峡气田嘉五段（$Tc^5_1$—$Tc^5_2$）发现负鲕、假鲕，鲕径0.25～0.4毫米左右，洞洞率20%，孔隙度7.5%，并指出嘉五[1]层有利地区在石油沟、东溪、龙王洞、铁厂沟一带。

为了配合川东南地区的天然气勘探，加强了地震工作，其工作范围也从初期只在一个局部构造上进行扩展为区域连片详查。依据地震资料布井提高了勘探成效。如自1966年在泸州地区8500平方公里范围内，进行地震连片详查工作以来，查明了地下高点及轴线向缓翼偏移，地下断层多为逆断层，常与局部构造伴生。根据地震资料对15个局部构造进行钻探表明，在构造顶部、轴线上扭曲部位的成功率为100%，轴线部位的成功率为75%，翼部探井成功率仅为58.3%。1971～1972年，完成了泸州古隆起顶部附近3000多平方公里的二、三叠系地震构造图的编制。探井的部署原则也从"一占三沿"发展成"三占三沿"，即占高点、占鞍部、占断块、沿长轴、沿扭曲（鼻子）、沿陡带，对油气勘探具有一定的指导意义。

*2.川中油区勘探新进展*

为扩大川中油区勘探成果，1966～1967年曾在华蓥西地区、广安构造和桂花油田南侧永胜—新桥地区进行钻探，但结果并不理想。华蓥西地区主要是对凉高山油层、大安寨油层已经裸露地表的华蓥西陡带钻探，共钻井19口，仅2口井见油，余者大部产水；广安构造共钻井35口，其中大安寨油层完钻井25口，通过对16口井试油获小产量油井2口；凉高山油层完钻井38口，对20口井试油，获生产油井6口；永胜—新桥地区完钻井26口、试油井18口，获生产油井7口。通过上述地区的钻探情况说明，当对一个地区的油层条件或聚集条件尚不够完全了解时，过于集中钻探是不可取的，再加上完井、试油等措施不当，更使钻探成功率降低。

在集中钻探的同时，曾对一些地区甩开钻探。1966年发现了税家槽油田，产油层为凉高山组；1971年发现了八角场气田，主要产层为大安寨组；1974年桂花油田向北拓展，使油田范围扩大到柳树—明月一带，加上对老井挖潜，使川中油田的原油生产逐步回升，年生产水平稳定在7～8万吨。

1965年曾在南充油田充5井和桂花油田蓬50井开展注水试验。蓬50井因吸水量过低而停注，充5井经386天试注，累计注水量2.2万立方米，因设备外调而停注。1974年在桂花油田蓬40井区和河滩地区重新进行注水试验，利用旧井，采用不规则点状面积注采井网。1976年蓬40井区有注水井4口，观察井25口，累计注水量64 522立方米；河滩地区有注水井3口，观察井22口，累计注水量21 824立方米。通过注水试验可以看出，大安寨油层有一定的连通范围，并且裂缝发育带有方向性，水利与水害并见，但二者接近平衡，略有增产。

*3. 发现中坝气田，川西北地区取得突破*

中坝气田是地质部第二普查大队发现的，在经过了对该构造地震细测以后，1971 年 12 月 13 日川 19 井在雷一段首先获工业气流，每日产气 2.45 万立方米。1972 年 10 月上试雷三段，获得天然气 25.8 万立方米。1973 年 1 月 14 日，四川石油管理局又在所钻的中 4 井于上三叠统须家河组获油气流（日产气 69.8 万立方米，日产油 19.58 吨）。中坝气田的发现使川西区油气勘探迈出了重要的一步，以须家河组为目的层的区域勘探得以展开。同年又发现了河湾场气田二叠系气藏。初步证实了川西北区具有须二段（$Tx^2$）、雷三段（$Tr^3$）、飞三段（$Tf^3$）、长兴组（$P_2^2$）、茅口组（$P_1^3$）等 5 个含气层。随着勘探工作的加强，不仅搞清了中坝须二气藏的储集特征和雷三气藏的含气面积，而且面上的区域勘探也有新的突破，1975 年老关庙构造关基井须二段（$Tx^3$）井喷、大兴构造大参井香五段（$Th^5$）获工业气流。

*4. 泸州古隆起会战*

印支期形成的泸州古隆起是一个区域性隆起，以往在古隆起核部泸州一带钻探二、三叠系过程中已经发现，但直至 1960 年始予确认。川南气区在泸州附近除获得嘉陵江组嘉一气藏、下二叠统阳二气藏外，于嘉陵江组顶部侵蚀面附近也有油气显示。为了扩大找油领域，1966 年四川石油会战领导小组决定大上泸州古隆起、川西厚坝地区和华蓥西地区。其中泸州古隆起以印支期风化壳找油为重点，综合勘探嘉陵江组三套目的层（即风化壳、嘉二段、嘉一段）的工作从 1966 年 3 月开始。

在此以前，西起梯子崖，东至坛子坝，北起黄瓜山，南至纳溪约 3000 余平方公里的古隆起顶部已钻探构造 8 个，钻井 59 口（包括二叠系探井 15 口）。其中在嘉一段获气田 6 个（黄瓜山、阳高寺、纳溪、龙洞坪、九奎山、广福坪），气井 17 口；嘉三段风化壳有 15 口井见含油显示。1966 ～ 1967 年大上古隆起期间，除在上述构造继续钻探外，又开始在坛子坝、梯子崖、海潮、荔枝滩、桐梓园 5 个构造和得胜、福集 2 个向斜进行钻探，新开井 34 口（包括二叠系探井 3 口）。在嘉一段新获气田 3 个（坛子坝、荔枝滩、桐梓园），气井 17 口（累积获气井 34 口）。另外在得胜向斜有少量原油产出，嘉三段风化壳及嘉二$^3$层油气显示也较广泛，但捞获的原油量甚微。

通过这次集中钻探，扩大了嘉一段的含气范围，新获一批工业气井，在得胜向斜还获得油流，说明除背斜构造外，在古隆起上的向斜中也有油气富集。嘉三段风化壳和嘉二$^3$层虽普遍见油气显示，但产量甚微，风化壳含油好坏受岩性、构造力和风化程度等因素影响，但由于盖层条件差，封闭性不好，而不具工业价值。

1971 年 3 月，位于阳高寺与纳溪构造鞍部的纳 9 井（1960 年完钻）修井试油，于下二叠统获工业气流。纳 9 井下二叠统顶部海拔 －2310.5 米，比阳高寺构造高点的阳 7 井同层海拔 －1587 米低 723.5 米，比纳溪构造高点的纳 8 井同层海拔 －1638 米低 672.5 米，产气层高差如此悬殊却均能产气，突破了油气仅受局部构造控制的概念。为了加强对泸州古隆起二叠系的勘探，在古隆起核部 3000 余平方公里范围内部署 5 条钻井剖面 20 口探井，预期经过钻井、地震勘探、地质研究等工作达到以下目的：① 查明古隆起中心部分 3000 平方公里面积内下二叠统（阳新统）的油气分布状况；② 查明下二叠统连片构造形态；③ 查明下二叠统古构造发育情况及局部构造对油气的富集作用；④ 查明下二叠统主要产层部位及其变化规律。

1971 年 8 月四川石油管理局确定进行泸州古隆起二叠系勘探会战。部署了 20 口探井构成 5 条剖面，其中 13 口井位于背斜构造，7 口井位于向斜和鞍部。以后又在几个背斜构造

鞍部和宝藏、长湘、得胜向斜补充部署了一批井，截止到1973年底这些井已基本完成。

通过钻探，对二、三叠系的气水分布面貌有了进一步认识。嘉陵江组嘉一气层在古隆起顶部约3000平方公里范围内未见水，无论是在背斜和向斜均有油气产出，在背斜构造主要产气，大向斜内以低产原油为主。下二叠统的主要产气层是茅口组（阳三气藏），在古隆起顶部，不仅局部构造高点、长轴产气丰富，而且背斜构造鞍部也获工业气流，甚至在大向斜中也有天然气产出而水量有限。但与嘉一段比较，现今构造受断层切割影响，气水关系比较复杂，常存在海拔高部位产水、而低部位又产气的情况，在同一气田上没有统一的气水界面。二、三叠系气藏的钻探情况反映了古隆起的存在和发展对早期油气运移起到了一定的作用，但形成工业气藏主要还是属于现今构造圈闭。因此，选择有利的构造圈闭和构造部位将是获得工业气井、提高储量和产能的关键。

5.老气田再现青春

1967年，川东区改变石龙峡气田部署，大见成效。该气田1958～1959年按十字剖面布井5口，由于钻探的目的层限制太死，虽发现油气显示不少于30次，却因未获工业气流而告终。1966年调整了部署，占高点、沿长轴打井6口，获工业气井5口，探井成功率高达83.3%，获嘉五[1]、嘉四[1]—嘉四[3]、嘉二[2]—嘉一等3个气藏。

1971年，由于对多裂缝系统的认识加深，使东溪气田再度焕发青春。东溪气田于1955～1965年间打井8口，虽获气井5口，但存在着产层不清、气水关系不清、井间连通不清、储量不清等问题；在气井管理中一怕水淹，二见水就关，三等气田产量递减枯竭。后经反复精查资料，大搞方法改进和综合利用，1965～1971年又打井10口，新发现嘉五[2]、嘉五[1]、嘉四[3]等3个新气藏，原嘉三段、嘉二段气藏又发现新的裂缝系统，探井成功率100%，气田日生产能力为77万立方米，共发现5个产层、9个裂缝系统。东溪气田的勘探实践说明，要充分挖掘一个气田的生产潜力，就应坚持不懈地进行勘探，才能取得成效。如东溪气田东22井二叠系下统茅口组($P_1^3{}_3$)获气，日产气量15.75万立方米，打开了川东地区20余年来始终未突破二叠系找气的局面，提高了对气藏富集条件的认识。

6. 13个重点气田勘探

以13个气田为重点进行勘探开发，是根据"开发四川天然气三百亿立方米配套工程总体规划设计"的要求而提出来的。到1974年底，盆地内已形成了泸州、重庆、自贡、川西北等4个气区，获得气田41个，气井288口，建成输气管线1334公里，配套生产能力已达40亿立方米。为确保川内"四厂三市一地区"用气和为实现三百亿立方米配套工程奠定基础，1975年确定在纳溪、中兴场、庙高寺（包括二里场）、合江、付家庙、老翁场、宋家场、沈公山、相国寺、卧龙河（包括新市、双龙）、威远、中坝、八角场等13个重点气田全面勘探开发。在确保重点的同时，安排一定的力量，做好后备勘探基地和区域甩开钻探工作。

截止1976年底，在13个重点气田完钻井91口，获气井61口，新增天然气产能每日1025万立方米，占全部新增产能每日1405万立方米的73%，取得了较明显的效果。其中宋家场、卧龙河、中坝、八角场气田成效尤为显著。表现在：(1)扩大或探明了气藏的含气面积和高产区的范围。如宋家场气田阳新气藏、中坝气田须二气藏、威远气田震旦系气藏西北部。(2)在一些新的层段中发现了工业气流，增加了新的后备资源。如卧龙河气田卧20井发现长兴组气藏，八角场气田角13井在须家河组中获得工业气流，庙高寺气田寺31井在飞仙关组钻获工业气流。(3)深化了对油气藏的认识。如对卧龙河气田基本搞清楚了嘉五[1]、嘉五[2]、嘉四[3]三个气藏相互连为一体彼此串通成为一个统一的气藏，查明了嘉三气藏的气

水分布和含气范围，另外在卧龙河以南发现了双龙气田。4 加深了对含油气层、储集层性质的研究，通过对录井、取芯、测井和地震等项资料的研究，核实和计算了容积法储量。总之，通过重点气田勘探开发证实，要研究四川一些裂缝－孔隙性的气藏，不仅要有气井和裂缝系统的概念，而且还要有气田的概念，即在一个气田上存在有一定的含气面积和气水（或气油）分布关系。气田概念的确立为以后正规地勘探开发四川油气田取得了好的经验。

在13个重点气田的勘探工作中也存在一些不足。如纳溪、付家庙气田较原设计要求效果要差，这可能和对储集层性质没在完全认识有关。也有一些气田因为工作量很少或不彻底，没能得到明确的结果。

1966 ～ 1975年间，在盆地及外围（包括云贵）地区，完成地质调查3301平方公里，地质大剖面1274公里，导线测量3839点，地震剖面25350.3公里，重力43685平方公里，放射性测量1703平方公里，地震发现潜伏构造18个，探井进尺1503519米，完钻井684口。取芯进尺58617米，岩芯长46164米，收获率78.8%，天然气产量2330925万立方米，原油产量513375吨。共获气田20个、油田1个（参见图2－6）。铺设输气管道1440公里。

## 五、持续发展阶段（1976年～现在）

随着先进科学技术的引进，油气勘探开发工作更科学地向前发展，天然气勘探更加蓬勃展开（图2－3）。石炭系气藏的发现与勘探，扭转了川东供气的被动局面。继而二叠系上统生物礁气藏和二叠系下统鲕滩获气，使川东地区成为勘探重点地区。地震勘探质量的提高，钻探力量的进一步增强，大大提高了勘探成效。老气田二次勘探、高陡背斜钻探以及背斜圈闭以外寻找新裂缝系统等方面都取得了一定突破。天然气年产量保持在50亿立方米以上的水平，最高时（1979年）为68.37亿立方米，铺设输气管道2731.45公里。原油年产量也上了10万吨数量级。在钻井方面，继1976年打成我国第一口6011米超深井（女基井）后，1978年又完成井深7175米的关基井，并在7053.57 ～ 7175米的下二叠统获得工业气流。

图2-3　四川盆地油气勘探历程图(1976 ~1984年)

*1.川东石炭系气藏的发现与勘探*

1977年，相国寺气田轴部的相18井在二叠系以下出现13米白云岩，接着又出现紫红、灰绿色泥岩、粉砂岩。白云岩井段为2305 ～ 2318米，钻进无显示，泥浆比重1.34，完钻后井队、矿区和包茨总地质师提出对白云岩井段进行测试，射开2306 ～ 2315米，即获高产气流。酸化前日产气59.9万立方米，酸化后日产气76.4万立方米，产气层段为中石炭统黄龙组（$C_2$）。这是在四川盆地首次发现的石炭系气藏。该气藏的发现开拓了川东天然气勘探开发的新局面。于是以石炭系为目的层开展了区域勘探，在川东地区重点部署了5条（地震、钻井）区域大剖面，勘探成效显著，先后在福成寨、张家场、卧龙河、板桥、相东、

雷音铺、亭子铺、双龙、大池干井、沙罐坪、邻北等构造和潜伏构造上获石炭系气藏。至1986年底，在川东共钻探了30个构造，钻井161口，获气藏11个，构造钻探成功率36.6%，钻井成功率50.3%，所获储量占目前川东总储量的54.39%。

自石炭系气藏发现后，1978年首先对相国寺气田进行详探，收获颇丰。接着于1979年发现张家场气田石炭系气藏，1981年福成寨气田获石炭系气藏，从而认识到低背斜和潜伏构造应是勘探中值得重视的领域。随着勘探程度的提高含气面积不断扩大，探明地质储量大幅度增加。

1982年对卧龙河气田石炭系气藏进行勘探，经过10口井钻探，反映出该气藏不完全受局部构造圈闭的局限，远远超过圈闭范围，储量亦大幅度增加。1985年沙罐坪气田石炭系气藏也获探明地质储量。

通过上述气田的重点勘探，不仅摘清了一个个气田，也带动了面上的勘探。现已查明，石炭系分布在水口场—广安以东、重庆—武隆以北、石柱—云阳以西、通江—开县以南的范围内，面积约2万余平方公里，其中钻厚大于30米的区域约1万余平方公里，中心在梁平—垫江一带。石炭系以深灰色角砾状白云岩、白云岩夹石灰岩的潮间带沉积为主，好的储集层均与藻白云岩有关，储集条件好，平均孔隙度达3.26～9.04%。存在问题是，在高陡背斜上目前钻探尚无重大突破。

*2.生物礁气藏、鲕滩气藏的发现*

二叠系上统长兴组($P_2^2$)生物礁气藏最早在1970年于湖北建南构造钻探中发现。川东地区是1983年在石宝寨构造石宝1井首次钻获工业气流，中途测试日产气8.7万立方米，完井后测试日产气37.2万立方米，日产油30升。生物礁型气藏的发现是四川碳酸盐岩油气层地质勘探上的大事件，为川东勘探指出了新的方向。1985年又在板东4井、双15井发现生物礁气藏，板东4井平均孔隙度8%，日产气37.05万立方米；双15井孔隙度可高达22.56%，日产气102.77万立方米。目前在川东及邻区已明确地面礁点13处，井下8处，共21个礁点，另据地震资料发现异常点80个(待证实)，分布范围东自利川见天坝，西至华蓥山，北至开江红花，南至长寿双龙。现正加强对成礁的环境及含油气远景的综合研究，预期可获更大的勘探成效。

下三叠统飞仙关组(Tf)鲕滩气藏在川南地区早已发现，1984年相继在川东铜锣峡构造东翼断层下盘明月断高和九峰寺构造断层下盘板东断高，钻获高产气流。如明月1井对$Tf^3$～$P_2^1$井段测试，日产气69.8万立方米。储集层为粒屑灰岩，分布在华蓥山—七跃山之间，重庆、长寿、南川、邻水、大竹、梁平是鲕粒滩。累计厚90米左右，单层厚度小于5米，一般为1米左右。储集空间为低孔隙度(明月1井滩体岩石基质孔隙度为1～2%)，主要靠裂缝产出。飞仙关组(Tf)与长兴组($P_2^2$)礁相分布范围大致叠合，有利于兼探。

*3.高陡背斜构造上的突破*

高陡构造(出露嘉陵江组以下地层的背斜构造)在川东区圈闭总面积为2681.5平方公里，占局部构造总圈闭面积58.1%，已钻探11个高陡构造，一般在主构造上打井1～2口，见水的井多、地下情况复杂。近年来经地震解体研究，勘探上有了突破。除前述的板桥、九峰寺构造东翼、断层下盘获气外，1979年在大池干井构造南端麦子山高点于下二叠统获工业气流，1983年又在北端万顺场高点钻获石炭系气藏，至1986年该构造已完钻17口井，万顺场高点就探明石炭系地质储量数十亿立方米。川南临峰场临南潜高上钻了3口井，均在下二叠统获工业气流。其中临23井日产气量高达425.0万立方米、水少量。东山构造于

南高点东4井获气，日产2.9万立方米。

高陡构造上都伴有和褶皱长度大致相当规模的断层。经研究其模式为：对应地表构造的主高点或轴部，地下多为由两侧倾轴逆断层抬升形成的似箱状或梳状地垒，一般是正的高曲率带；对应地表陡翼为主断层，一般由几条平行的断层和构造翼部的陡倾带组成陡断带，陡断带朝向斜方向往往有次一级背斜存在；对应地面缓翼地下同样为一单斜向向斜过渡，若出现断层时，则在断层上盘可形成潜伏构造（如张家场构造）。因此，对高陡构造不同部位的油气聚集规律要具体分析。

*4. 区域勘探新成果*

为增加后备资源，寻找新含油气领域，在开展新区新层勘探方面也取得了一些好的进展。

1）通过几口深井钻探，进一步证实加里东期乐山—龙女寺隆起是一个区域性古隆起，它必将对深层勘探带来影响。1977年女基井在震旦系顶部获工业气流，日产气1.85万立方米。1978年又于下奥陶统南津关组（$O_1^1$）获气，日产气3.09万立方米，产水1.95立方米，进一步展示出盆地下古生界的含气前景。

2）关基井在井深7053～7175米下二叠统茅口组裸眼测试，日产气4.77万立方米，说明在7000米以下地层仍有天然气保存，提高了在深层找气的信心。

3）由于坚持在盆地内对三叠系上统须家河组进行区域勘探，自1978年以来相继在遂南、界石场—瓦市、大兴、九龙山—老关庙等地区获得一些气井，现在虽然对其富集条件尚未能掌握，但含气范围很广，仍是值得重视的区域性目的层。

4）川中北部找油有了新的扩展。1980年地质部在石龙场川30井钻探中，于大安寨油层获工业油气流，初产量为每日产油50立方米、气82.7万立方米。四川石油管理局川中矿区相继亦在中台山—狮子山—万年场一带获工业油流，把川中油区的含油范围进一步向北扩大。

5）老气区甩井钻探成效显著。川西南气区1985年曾在鞍部、鼻状隆起、背斜构造之最低闭合线、小高点等构造部位打井13口，获工业气井10口，成功率73.9%。荷包场鼻状隆起上包4井长兴组（$P_2^2$）生物碎屑灰岩，日产气量为39.99万立方米，勘探效果甚好。1986年川西南气区加强对过渡带的勘探（指川中—川南过渡带，经过1977～1978年地震连片普查和1983年地震连片详查，在荷包场—大足区块共发现了12个潜高，过渡带为由西南向北东下倾的缓褶单斜，此单斜带上分布的构造基本上为宽缓的两翼较为对称的鼻状构造，共有三排构造成雁行式排列），新获迎祥断高昌8井$P_1$气藏、荷包场鼻褶包11井$Tc^2$气藏、界石潜伏断高界14井$P_2^2$气藏（粒屑灰岩日产气109万立方米），盘南断高界12井$Tc^2$气藏及双凤驿鼻状构造工41井$P_1^3$气藏，勘探潜力很大。说明需进一步加强对非背斜构造油气藏的勘探。

值得指出的是，近年来还对四川盆地的油气资源潜力进行了测算。1984年第一次较系统地完成了对“四川盆地震旦系—中、下三叠统天然气资源评价”，对已发现的372个局部构造（含潜伏构造132个）的天然气资源进行了预测，四川盆地有经济价值的资源量尚有2891.12～12339.79亿立方米，四川天然气资源是丰富的，勘探前景是远大的，它为今后勘探构造圈闭气藏提供了可靠依据。

在1976～1984年间，盆地内完成地震剖面达42380.0公里，地震勘探发现潜伏构造171个，探井进尺3077090米，完钻井963口，取芯进尺32595.53米，岩芯长27870.03米，收获率86%，天然气产量5189416万立方米，原油产量871198吨，共获气田22个，含气构造16个，油田2个（参见图2－3）。

各阶段全盆地及主要含气区工作量和所获成果可参见图2－4至图2－6以及附表1～7。

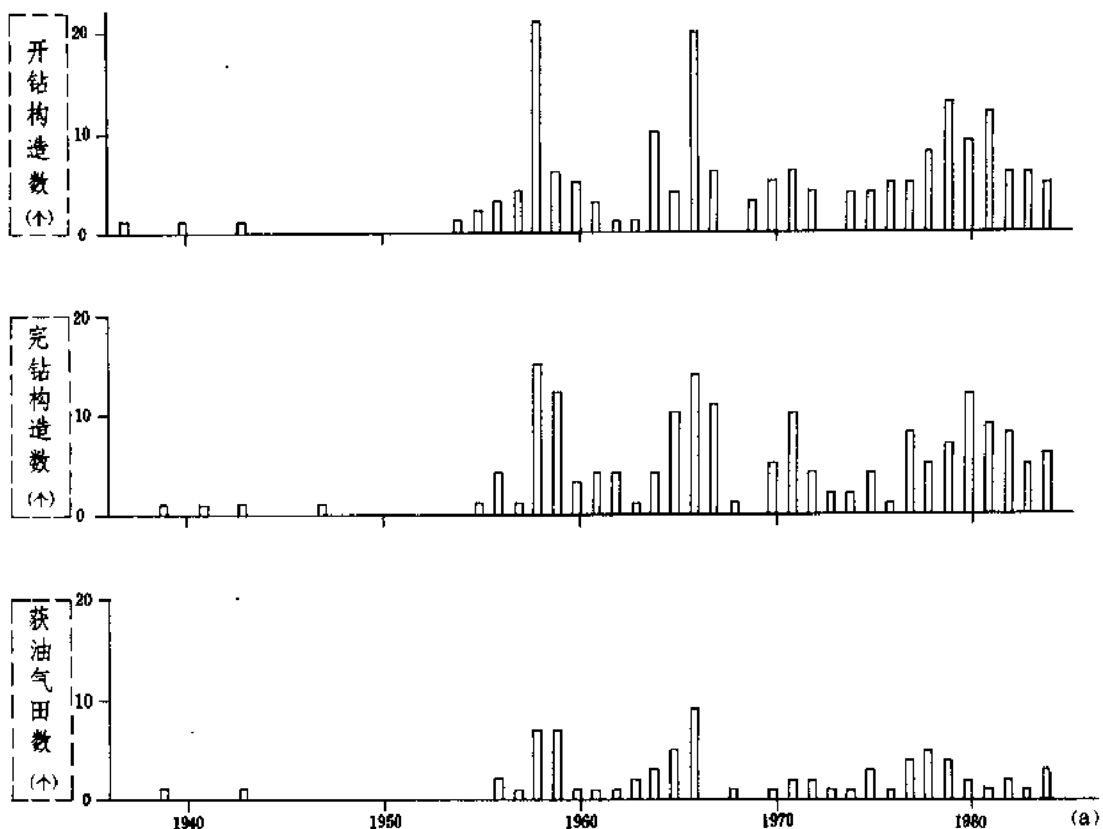



图 2-4 四川盆地历年新开构造钻探成果图

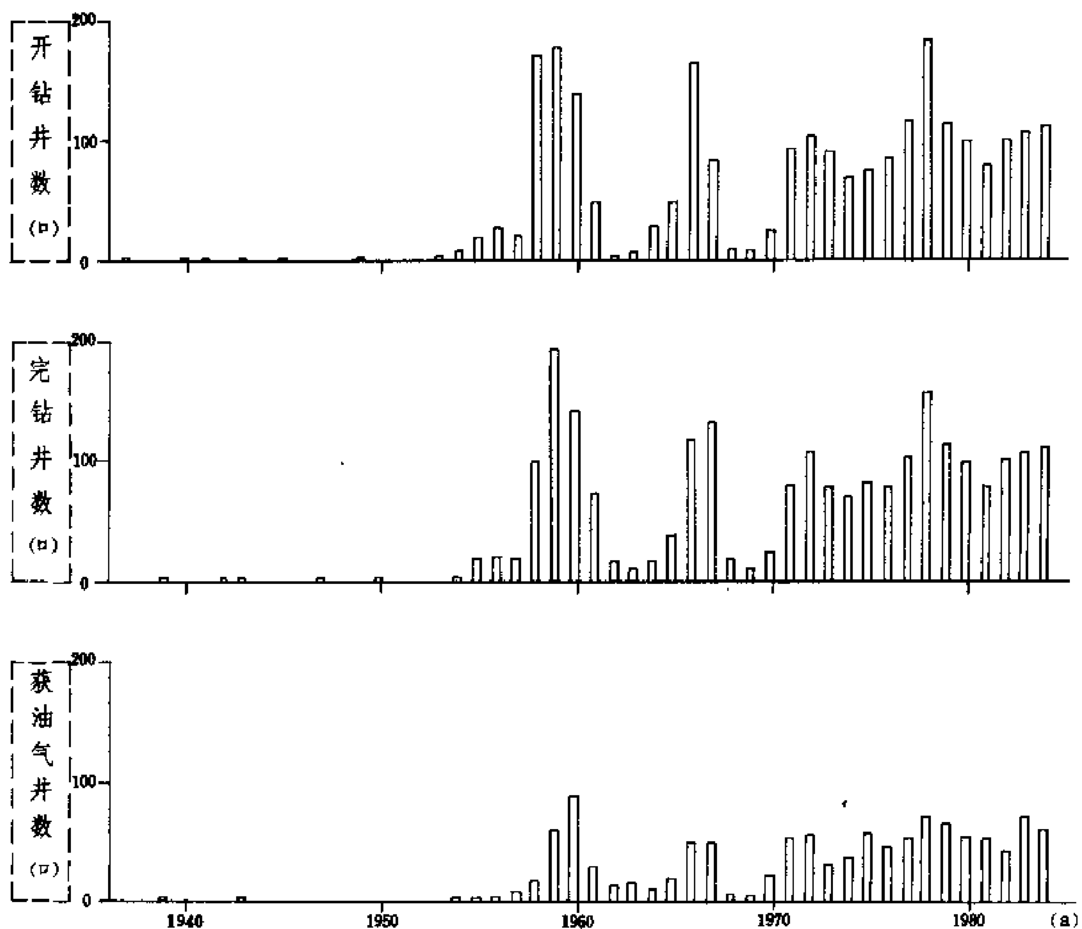



图 2-5 四川盆地历年开、完钻井数及获油气井数对比图

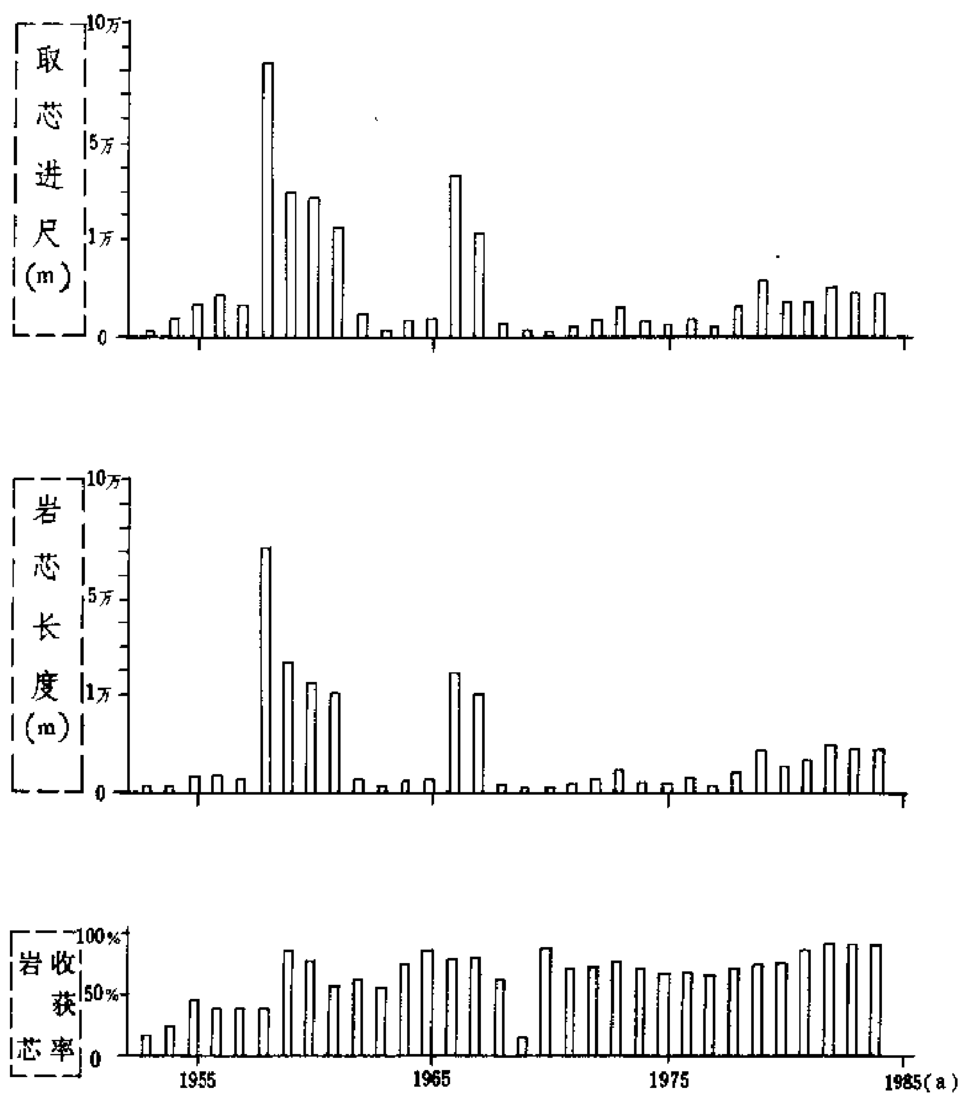



图2－6　四川盆地历年取芯进尺和岩芯收获率对比图

# 第三章 地　　层

## 第一节 概　　述

四川省地势西高东低，西部康定、阿坝、甘孜等地为高原区，广泛分布三叠系浅变质岩系；甘孜、理塘一线以西有多处中基性岩浆岩分布；东部为盆地及其边缘山地。四川油气区就处在盆地范围之内。

四川盆地地层纵向上层系齐全、厚度巨大，具有多层系、多旋回特点。盆地边缘主要分布元古界、古生界。大凉山、龙门山、米仓山还出露有中酸性和基性、超基性岩浆岩，构成了环绕四川盆地的周边。此外，在华蓥山背斜核部有部分古生界出露；中生界遍及盆地内部；新生界主要分布在成都平原及现代河流的两岸。

盆地的基底为前震旦系，局部地区还包括下震旦统，主要由一套变质岩及岩浆岩组成，厚数千至万余米，时代属中上元古代。其上的沉积盖层发育齐全，总厚 6000 ～ 12000 米。其中震旦系到中三叠统是海相沉积，以碳酸盐岩为主，厚 4000 ～ 7000 米。震旦系分为上、下统，下统在盆地内缺失，只是在川东北、川东南及鄂西、黔东等凹地有其沉积；上统全区发育良好，岩性变化小，分布稳定。寒武、奥陶、志留系在盆地范围内广为分布，属地台型沉积。由于后期受加里东运动影响，中上寒武统和奥陶系在成都以南局部地区遭受剥失。志留系的剥蚀范围更大，南充、成都、威远一带已无保留。泥盆、石炭系沉积时，以四川、黔北为主体的上扬子古陆始终保持上升状态，盆地内部大面积缺失，只在盆地边缘见有发育齐全的泥盆、石炭系。二叠系遍布全区，为浅海台地沉积，晚二叠世初，在川西南沿断裂有大量玄武岩喷发。中、下三叠统也是一套浅海台地沉积，分布广泛。直到中三叠世末早印支运动，上扬子区整体抬升，盆地内部遭受不同程度的剥蚀，大规模海侵从此结束。上三叠统明显反映了全区由浅海台地转变为内陆湖盆的全过程，是一套海陆过渡沉积，厚 250 ～ 3000 米。侏罗系至第三系全为陆相地层，主要是一套碎屑岩，厚 2000 ～ 5000 米。侏罗纪湖盆范围较大，到白垩系、第三系沉积时期湖盆范围逐渐收缩，最后经喜山运动才使四川盆地的面貌基本定型。第四系为冲积、洪积层，由疏松泥砂及砾石组成，分布在现代河流的两岸，一般厚 0 ～ 100 米(图 3－1，表 3－1)。

巨厚的盖层沉积为油气的形成和富集提供了丰富的物质基础。特别是由于地壳振荡运动和沉积环境的变迁，导致四川的油气层具有多旋回特点，纵向上形成多含油气层系。通过 30 多年的勘探开发，目前在四川盆地已证实的含油气层系有震旦系、石炭系、二叠系、三叠系 和侏罗系。其中上震旦统灯影组，中石炭统黄龙组，下二叠统栖霞组、茅口组，下三叠统飞仙关组、嘉陵江组，中三叠统雷口坡组，上三叠统须家河组和中下侏罗统自流井群都是区域性的重要产油气层。在这些产油气层当中既有海相的也有海陆过渡相的，既有碳酸盐岩也有碎屑岩，从老到新数目众多(如表3－1)。

| 地层层序 | | | | 地层符号 | 剖面 | 厚度(m) | 同位素年龄(Ma) | 构造旋回 | 构造运动 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 界 | 系 | 统 | 组 | | | | | | |
| 新生界 | 第四系 | | | Q | | 0～380 | 3 | 喜马拉雅旋回 | 喜山运动晚幕 |
| | 上第三系 | | | N | | 0～300 | 25 | | 喜山运动早幕 |
| | 下第三系 | | | E | | 0～800 | 80 | | |
| 中生界 | 白垩系 | | | K | | 0～2000 | 140 | 燕山旋回 | 燕山运动中幕 |
| | 侏罗系 | 上统 | 蓬莱镇组 | $J_c^4$ | | 650～1400 | | | |
| | | 中统 | 遂宁组 | $J_c^3$ | | 340～500 | | | |
| | | | 沙溪庙组 | $J_c^{1+2}$ | | 600～2800 | | | |
| | | 中下统 | 自流井群 | $J_t$ | | 200～900 | 195 | | 印支运动晚幕 |
| | 三叠系 | 上统 | 须家河组(香溪群) | $T_{3x}$ (Th) | | 250～3000 | 205 | 印支旋回 | 印支运动早幕 |
| | | 中统 | 雷口坡组 | $T_r$ | | | | | |
| | | 下统 | 嘉陵江组 | $T_c$ | | 900～1700 | | | |
| | | | 飞仙关组 | $T_f$ | | | 230 | | |
| 古生界 | 二叠系 | 上统 | | $P_2$ | | 200～500 | | 海西旋回 | 东吴运动 |
| | | 下统 | | $P_1$ | | 200～500 | 270 | | 云南运动 |
| | 石炭系 | | | C | | 0～500 | 320 | | 加里东运动 |
| | 志留系 | | | S | | 0～1500 | | 加里东旋回 | |
| | 奥陶系 | | | O | | 0～600 | | | |
| | 寒武系 | | | $\epsilon$ | | 0～2500 | 570 | | 桐湾运动 |
| 元古界 | 震旦系 | 上统 | | $Z_2$ | | 200～1100 | | | 澄江运动 |
| | | 下统 | | $Z_1$ | | 0～400 | 850 | 扬子旋回 | 晋宁运动 |
| | 前震旦系 | | | AnZ | | | | | |

图 3－1 四川盆地地层系统和构造运动简图

表3－1 四川盆地地层简表

| 界 | 系 | 统 | 组 | 地层符号[2] | 同位素年龄值(Ma)[1] | 地层厚度(m) | 岩性特征 | 已发现的油气层位 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 新生界 | 第四系 | | | Q | 3 | 0～380 | 松散砾石、砂层及粘土 | |
| | | | | | | | 不整合（喜山晚期） | |
| | 上第三系 | | （大邑砾岩） | N | 25 | 0～150 | 灰色砾岩夹岩屑砂岩透镜体 | |
| | | | | | | | 不整合（喜山早期） | |
| | 下第三系 | | 芦山组 | E | | 0～220 | 棕红色泥岩夹少许薄层粉砂岩 | |
| | | | 名山群 | | 80 | 410～690 | 上部棕红色泥岩夹少量泥质粉砂岩、含石膏、芒硝；下部棕红色粉砂岩，夹少许泥岩 | |
| 中生界 | 白垩系 | 上统 | 灌口组 | $K_2g$ | | 440～1040 | 棕红色泥岩夹砂岩、泥灰岩，中部含石膏、钙芒硝、一般具底砾岩 | |
| | | | 夹关组 | $K_2j$ | | 380～690 | 棕红色砂岩夹少量泥页岩 | |
| | | | | | | | 假整合 | |
| | | 下统 | 天马山组 | $K_1t$ | 140 | 0～320 | 砖红、棕红色泥岩夹砂岩、砾岩，普遍具底砾岩 | |
| | | | | | | | 假整合（燕山中期） | |
| | 侏罗系 | 上统 | 蓬莱镇组 | $Jc^4$ | | 650～1400 | 黄灰色砂岩与棕紫色泥岩互层 | |
| | | 中统 | 遂宁组 | $Jc^3$ | | 340～500 | 棕红色泥岩与石英粉砂岩互层，底部为一层砖红色砂岩 | |
| | | | 上沙溪庙组 | $Jc^2$ | | 885～1460 | 紫红、暗紫色砂泥岩、粉砂岩与紫灰色砂岩略等厚互层，底部为灰黑色页岩，富含叶肢介化石 | 见有油 |
| | | | 下沙溪庙组 | $Jc^1$ | | 220～610 | 紫红色砂泥岩夹粉砂岩与砂岩 | 见有油 |
| | | 中下统 | 自流井群 凉高山 | $Jt^5$ | | 110～140 | 深灰、灰黑色页岩与灰色石英砂岩及灰绿色、紫红色泥岩 | 油层 |
| | | | 自流井群 大安寨 | $Jt^4$ | | 80～90 | 灰色介壳灰岩与深灰色、灰黑色页岩，中下部及顶部为紫红色泥岩夹泥灰岩 | 油层 |
| | | | 自流井群 马鞍山 | $Jt^3$ | | 70～90 | 紫红色泥岩夹薄层灰色粉砂岩 | |
| | | | 自流井群 东岳庙 | $Jt^2$ | | 30～45 | 黑色、灰绿色页岩夹生物灰岩 | 油层 |
| | | | 自流井群 珍珠冲 | $Jt^1$ | 195 | 140～170 | 紫红色泥岩夹灰色石英砂岩 | |
| | | | | | | | 假整合或不整合（印支晚期） | |
| | 三叠系 | 上统 | 须家河组（香溪群） | $T_3x$ (Th) | | 250～3000 | 黑色、灰黑色页岩与厚层砂岩、砾状砂岩和砾岩间互层，间夹薄煤层 ／ 厚层砂岩与黑色页岩、砂质页岩间互层，夹粉砂岩及薄煤层 | 油气层 |
| | | | 垮洪洞组 | $T_3k$ | 205 | 0～40 | 灰色砂泥岩夹泥灰岩 | |
| | | | | | | | 假整合（印支早期） | |

续表

| 地层 界 | 系 | 统 | 组 | 段 | 地层符号 | 同位素年龄值(Ma) | 地层厚度(m) | 岩性特征 | 已发现的油气层位 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 中生界 | 三叠系 | 中统 | 雷口坡组 | 雷五段 | $Tr^5$ | | 0 ~ 330 | 乳白色至浅灰色石灰岩，含藻，局部具鲕和角砾(即天井山灰岩) | |
| | | | | 雷四段 | $Tr^4$ | | 250 ~ 450 | 浅灰色白云岩夹薄层石膏 | |
| | | | | 雷三段 | Tr3 | | 280 ~ 450 | 深灰色石灰岩与岩盐层夹石膏，横向上侧变为白云岩，针孔发育 | 气层 |
| | | | | 雷二段 | $Tr^2$ | | 60 ~ 105 | 灰色泥质白云岩与石膏互层 | |
| | | | | 雷一段 | $Tr^1$ | | 85 ~ 115 | 深灰色泥质、石膏质白云岩夹页岩、石膏，底部有一层"硅钙硼石"，俗称"绿豆岩" | |
| | | 下统 | 嘉陵江组 | 嘉五段 | $Tc^5$ | | 130 ~ 160 | 深灰带褐灰色石膏质白云岩、鲕状灰岩夹石膏层 | 气层 |
| | | | | 嘉四段 | $Tc^4$ | | 140 ~ 210 | 厚层石膏夹岩盐、灰褐色白云岩及石灰岩 | 气层 |
| | | | | 嘉三段 | $Tc^3$ | | 130 ~ 170 | 深灰色石灰岩，顶部和上部为白云岩 | 气层 |
| | | | | 嘉二段 | $Tc^2$ | | 90 ~ 160 | 石膏与白云岩互层并夹石灰岩，局部有蓝灰色泥岩 | 气层 |
| | | | | 嘉一段 | $Tc^1$ | | 80 ~ 260 | 灰至深灰色泥晶灰岩，顶部含鲕、生物碎屑丰富 | 气层 |
| | | | 飞仙关组 | | Tf | 230 | 400 ~ 600 | 暗紫红色页岩夹紫灰、灰绿色泥灰岩、与灰至深灰色灰岩、鲕状灰岩间互层 | 气层 |
| 古生界 | 二叠系 | 上统 | 长兴组 | | $P_2^2$ | | 50 ~ 200 | 深灰色生物灰岩夹泥质灰岩及硅质层、靠底部有页岩 | 气层 |
| | | | 峨眉山玄武岩 / 龙潭组 | | $P_2B$ 或 $P_2$ | | 50 ~ 200 | 深灰至暗绿色玄武岩，内夹凝灰岩 / 深灰、灰色页岩、砂岩夹煤层，盆地北部和东部石灰岩逐渐发育 | |
| | | | | | | | | 假整合(东吴运动) | |
| | | 下统 | 茅口组 | | $P_1^3$ | | 200 ~ 300 | 深灰至灰白色石灰岩、生物碎屑灰岩、含硅质结核，下部石灰岩含泥质，时夹页岩，呈眼球状构造 | 气层 |
| | | | 栖霞组 | | $P_1^2$ | | 100 ~ 150 | 深灰至灰色石灰岩、生物灰岩夹少许页岩，下部石灰岩色深，含泥质较重，上部石灰岩色浅，有时夹白云岩 | 气层 |
| | | | 梁山组 | | $P_1^1$ | 270 | 10 | 灰及灰黑色页岩、铝土质泥岩夹薄层泥灰岩及薄煤层 | |
| | | | | | | | | 假整合(云南运动) | |
| | 石炭系 | 中统 | 黄龙组 | | $C_2$ | 320 | 10 ~ 30 | 白云岩、角砾状白云岩夹生物灰岩 | 气层 |
| | | | | | | | | 假整合(加里东运动) | |

续表

| 界 | 系 | 统 | 组 | 地层符号 | 同位素年龄值 (Ma) | 地层厚度 (m) | 岩性特征 | 已发现的油气层位 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 古生界 | 志留系 | 中统 | 韩家店组 | $S_2$ | | 50 | 灰绿色页岩、粉砂质页岩夹粉砂岩，底部常有紫红色页岩 | |
| | | 下统 | 小河坝组、石牛栏组 | $S_1^2$ | | 240～500 | 小河坝组：绿灰色粉砂岩，上部为黄绿色、灰绿色页岩夹生物灰岩薄层；石牛栏组：深灰色泥灰岩及生物灰岩夹钙质页岩 | |
| | | | 龙马溪组 | $S_1^1$ | | 180～370 | 下部黑色页岩，富含笔石，上部深灰至灰绿色页岩、粉砂质页岩 | |
| | 奥陶系 | 上统 | 五峰组 | $O_3^2$ | | 1～15 | 黑色页岩，含灰质及硅质，顶部常见泥灰岩 | |
| | | | 临湘组 | $O_3^1$ | | 1～15 | 瘤状泥质灰岩，间夹钙质页岩 | |
| | | 中统 | 宝塔组 | $O_2^3$ | | 30～50 | 灰色时带紫红色龟裂纹灰岩，上部常为瘤状泥质灰岩 | |
| | | | 十字铺组：庙坡组 | $O_2^2$ | | 5～25 | 灰色有时带紫红色泥质灰岩，具瘤状，有时具鲕状，常夹钙质页岩；庙坡组：黑色页岩，有时夹石灰岩 | |
| | | | 十字铺组：牯牛潭组 | $O_2^1$ | | | 牯牛潭组：灰至深灰色泥灰岩、泥质条带灰岩、瘤状灰岩 | |
| | | 下统 | 湄潭组、大湾组 | $O_1^4$ | | 110～250 | 湄潭组：细砂岩、粉砂岩、页岩互层，有时夹生物灰岩；大湾组：深灰、黑色页岩夹生物灰岩，上部石灰岩渐多 | |
| | | | 红花园组 | $O_1^3$ | | 55～70 | 深灰色结晶灰岩、含生物碎屑灰岩，有时夹页岩 | |
| | | | 桐梓组：分乡组 | $O_1^2$ | | 50～200 | 上部为黄色页岩夹石灰岩，下部以灰至深灰色石灰岩为主，夹页岩；分乡组：鲕状灰岩、白云质灰岩夹页岩 | |
| | | | 桐梓组：南津关组 | $O_1^1$ | | | 南津关组：以白云岩、白云质灰岩为主，夹少许页岩 | 见有气 |
| | 寒武系 | 上中统 | 洗象池群 | $€_{2+3}$ | | 220～420 | 灰、深灰色白云岩、泥质白云岩，局部含砂质及硅质，底部砂质增重，夹紫红色页岩及砂岩（陡坡寺组） | |
| | | 下统 | 龙王庙组、遇仙寺组 | $€_1^3$ | | 70～200 | 龙王庙组：白云质灰岩、白云岩为主，常见鲕状结构；遇仙寺组：灰褐色白云岩夹粉砂岩，底部为粉砂岩、砂质白云岩间夹深灰带紫[illegible]色泥页岩 | |

续表

| 界 | 系 | 统 | 组 | | 地层符号 | 同位素年龄值 (Ma) | 地层厚度 (m) | 岩性特征 | | 已发现的油气层位 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 古生界 | 寒武系 | 下统 | 沧浪铺组 | 九老洞组 | $€_1^2$ | | 65～300 | 灰绿色上部夹紫红色泥岩及粉砂岩 | 上部黑灰色泥质粉砂岩夹页岩，向下以黑灰色砂质页岩为主 | |
| | | | 筇竹寺组 | | $€_1^1$ | 570 | 90～400 | 黑色页岩、碳质页岩、粉砂岩为主，有时夹泥质灰岩，底部含磷 | | |
| | | | | | | | | 假整合（桐湾运动） | | |
| 元古界 | 震旦系 | 上统 | 灯影组 | | $Z_2d$ | | 640～1000 | 浅灰色白云岩、中部富含藻，具葡萄状及花斑状结构，靠顶部夹有一层蓝灰色泥岩，可做区域对比标准层 | | 气层 |
| | | | 陡山沱组 | 喇叭岗组 | $Z_2do$ | | 10～420 | 灰黑色碳质页岩与白云岩、硅质云岩，含锰和磷 | 浅灰色白云质砂岩 | |
| | | 下统 | 南沱组 | 列古六组 | $Z_1l$ | | 60～140 | 冰碛层及深灰、灰色砂岩 | 紫色粉砂岩、泥岩、砾岩 | |
| | | | | | | | | 假整合或不整合（澄江运动） | | |
| | | | 莲沱组 | 开建桥组 | $Z_1k$ | | 200～1000 | 紫灰、灰绿色砂岩，有时夹凝灰岩，底部砂岩含有砾石 | 紫红、灰绿色流纹岩、石英斑岩及流纹质凝灰岩、凝灰质砂岩、砾岩 | |
| | | | | 苏雄组 | $Z_1s$ | 850 | | | 安山岩、安山斑岩夹少许流纹岩、流纹质凝灰岩、凝灰质砂岩 | |
| | | | | | | | | 不整合（晋宁运动） | | |
| | 前震旦系 | | 峨边群、火地垭群、板溪群 | | AnZ | | >6000 | 为一套受不同变质作用的板岩、片岩、千枚岩、石英岩、大理岩及火山岩，并伴有花岗岩、花岗闪长岩、基性岩侵入 | | |

① 同位素年龄值是采用1/50万四川省地质图说明书中的数据。

② 表中地层符号是四川石油管理局系统的习惯用法，仍从之。

## 第二节 地层分述

为了便于对四川盆地各类地层有一全面系统的了解，现按照基底变质岩系、沉积盖层及岩浆岩三个部分，分别由老到新叙述如下。

### 一、基底变质岩系

四川盆地基底主要为前震旦系变质岩系，但在川西南等地还应包括下震旦统。这套地层

于盆地外围出露，川西南会理、会东地区呈大片分布；龙门山、米仓山、大巴山及川东南秀山等地比较零星。由于构造复杂，出露不完整，研究程度差，对其时代归属和对比还认识不一。据地质矿产部同位素年龄值测定，最小6.5亿年最大11.8亿年，目前定为中上元古界，是由一套变质程度不等的板岩、片岩、石英岩及岩浆岩组成，代表了地槽阶段的沉积。

盆地西南的会理、会东地区前震旦系很发育，称会理群或峨边群，出露厚度数千至万余米(未见底)。自下而上分为五个组。河口组：深灰色千枚岩、片岩、砂岩、大理岩与火山熔岩、凝灰岩，厚度大于5000米。通安组：灰—深灰色条纹状黑云母千枚岩、粉砂绢云母千枚岩、变质砂岩夹赤铁矿透镜体及泥质结晶灰岩、大理岩，厚2200米。力马河组：灰、黄灰、灰绿及白色薄至块状石英岩、石英绢云母千枚岩夹碳质板岩和凝灰岩，底部有硅质板岩、铁质砂砾岩和透镜状白云岩，厚3800米。凤山营组：灰白色薄至中厚层含藻白云岩夹条带状泥质结晶灰岩、砂质板岩，岩性较单一，厚1173～1437米。天宝山组：灰绿、灰—灰黑色条带状绢云母千枚岩夹薄层灰岩、变质石英砂岩及中酸性岩浆岩，厚672～1075米。下震旦统是一套火山岩系，在甘洛、汉源附近出露较全，称苏雄组、开建桥组，不整合于前震旦系之上(详见后述)。

在川北米仓山、大巴山一带称火地垭群，下部为深变质的各种流纹岩、火山碎屑岩及凝灰质砂岩；上部为浅变质的石灰岩、大理岩夹板岩、片岩，出露厚度大于6000米。

盆地东南缘湘鄂西一带也有出露，下部称四堡群或梵净山群，岩石变质较深，为绢云母石英片岩夹板岩、千枚岩；上部称板溪群，为浅变质砂岩与板岩，局部夹含砾砂岩、千枚岩，时含凝灰质，总厚也在6000米以上。

晋宁运动使这一套前震旦系广泛变质，同时还伴有基性—中酸性岩浆岩侵入，至此前震旦纪地槽宣告结束，整个上扬子区固结成为一个比较统一的稳定基底。

**二、沉积盖层**

*1.震旦系*

震旦系是进入地台发展时期的第一个沉积盖层。据同位素年龄测定，时限为5.7～8.5亿年，属上元古代。主要出露于川西南的西昌、乐山、雅安地区，另外还断续出露于四川盆地边缘的龙门山、大巴山及川东南的秀山一带。根据深井钻探，盆地地腹普遍存在，埋深3000～6000米，在拗陷区最深可达10000米以上。

在四川盆地及其边缘有两种地层组合类型。一种是正常沉积的由碎屑岩至碳酸盐岩的旋回组合，如川东三峡区的莲沱组、南沱组、陡山沱组和灯影组，代表稳定的地台型沉积；另一种下部为大量火山岩，向上过渡为正常的碎屑岩至碳酸盐岩沉积，如盆地西南甘洛、汉源地区的苏雄组、开建桥组、列古六组、观音崖组和灯影组，具有过渡型沉积特征。

受晋宁运动影响，区内震旦系超覆不整合于前震旦系古老变质岩(会理群、板溪群、火地垭群)及其相应时代的侵入岩体之上，上、下震旦统之间普遍为假整合接触，顶部与寒武系为假整合接触。

(1)川东三峡地区

下震旦统

莲沱组　下部一般是紫红、灰紫色块状变余长石石英砂岩、含砾长石石英砂岩，底具砾岩，砾石成分主要为下伏板溪群变余砂岩、板岩；上部为紫灰、灰绿色厚层变余长石石英砂岩夹粉砂岩，偶夹少量凝灰岩，厚200～1000米。

南沱组　为一套灰、灰绿色含冰碛砾石的砂质泥岩及砂岩。砾石成分有石英岩、硅质岩

板岩、橄榄辉石岩、花岗岩等。砾石表面常见多组不同方向的冰川擦痕。砾石分选差，砾径 0.2 ~ 5 厘米，呈半棱角状及滚圆状，厚 60 ~ 140 米。

上震旦统

陡山沱组　灰至灰黑色碳质页岩、砂质页岩夹含锰砂质灰岩透镜体，底部有一层厚数米至 10 余米的白云岩或白云质灰岩，顶部常有厚度不等的薄至中层状灰岩、泥灰岩，含微古植物。到万县、涪陵以西为灰色白云岩、砂岩夹少许页岩，川北广元、南江等地变成紫红色砂岩、页岩及灰色泥质白云岩和石灰岩，一般厚 200 米左右。但在川中龙女寺和威远井下钻厚仅几米到 10 余米，称喇叭岗组，为浅灰色砂岩夹少许泥岩及砂泥质白云岩，反映出在地台核部是个平缓的台地（图 3－2），较周边地区稳定性强。厚 10 ~ 420 米。

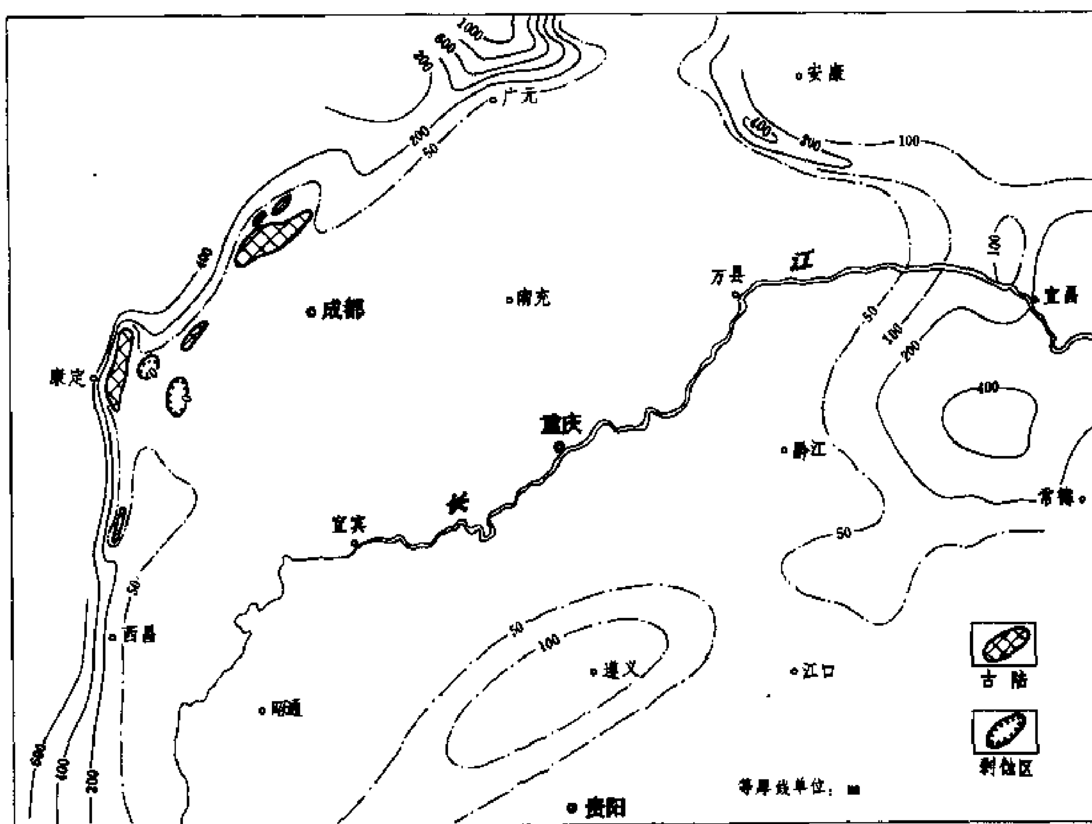



图 3－2　四川盆地上震旦统陡山沱组等厚图

灯影组　为大套质纯白云岩，以中上部的一层“蓝灰色页岩”为界分为上、下两段。下段：底部为灰至深灰色块状含泥质、灰质白云岩；下部为灰至浅灰色厚层块状白云岩，葡萄状、肾状、花边状、花斑状构造十分发育，富含古藻，有 *Baiios pinguensis*，*Desmofimbria reticuliforme*，*Glaeorrh varians*，*Protoepiphyton*? sp.，*Praesolenopora* cf. *liaoningensis* 等；上部为灰至深灰色厚层夹薄层白云岩，夹黑色硅质层及硅质结核，偶见花斑状、条纹状构造，古藻稀少。此外，下段又以含藻情况分为下贫藻层、富藻层、上贫藻层。下贫藻层在

长宁井下(宁2井)夹巨厚岩盐(厚240米)，并有石膏、钙芒硝；在川西北夹有紫色泥质碳酸盐岩；陕南夹石膏条带。上段：下部为灰至深灰色含磷白云岩及薄层条带状磷块岩，上部为深灰色中至厚层细至粗晶白云岩，富含软舌螺：有 *Hyolithes* cf. *tenuis*, *Orthotheca* cf. *glabra*, *Torllella multisegmenta*, *Cornulites minor*, *Heleionella* sp., *Circotheca* sp.;腕足类 *Obolella* sp.。厚640～1000米。

总的来看，灯影组岩性在盆地范围内比较稳定，其中的“蓝灰色页岩”和“富藻层”在区域上均能对比，可作标志层。由于震旦纪末海水退出，致使灯影组遭到不同程度的剥蚀，从后期保留的厚度看，以龙门山和川东南秀山一带剥蚀幅度最大，有的只残留了下段的下贫藻层(图3－3)。

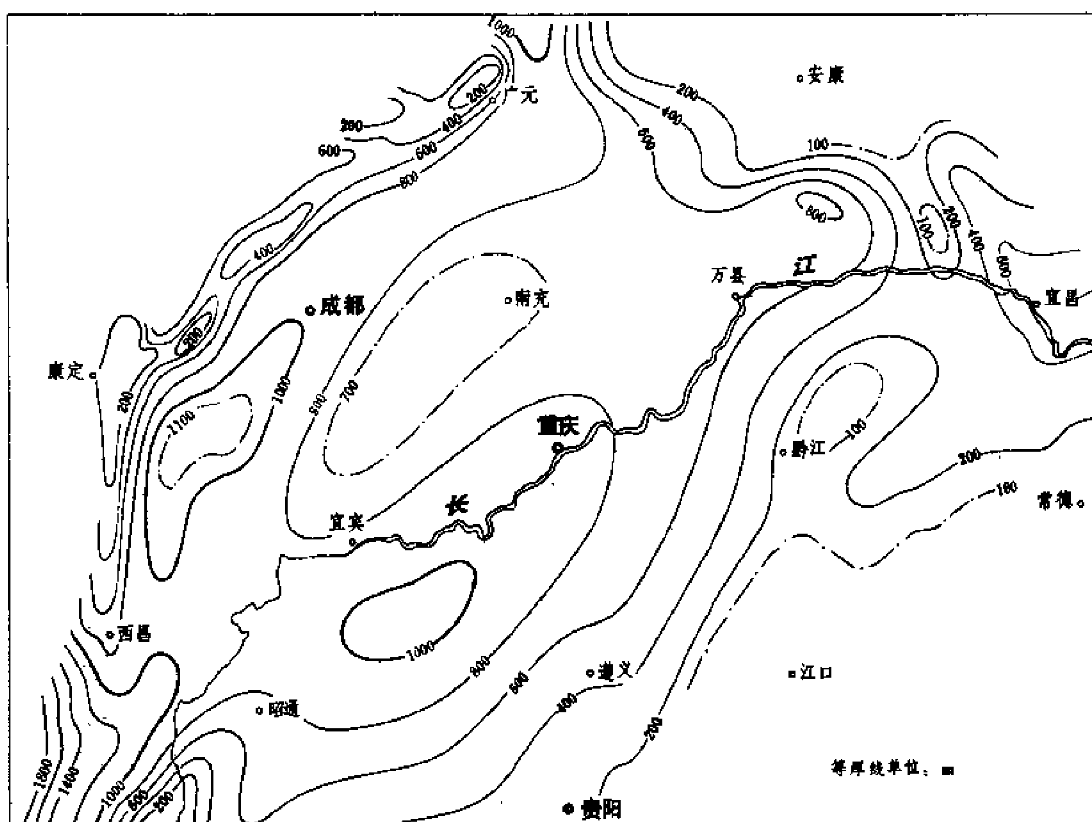



图3－3　四川盆地上震旦统灯影组等厚图

(2)甘洛、汉源地区

下震旦统

苏雄组　主要为一套中性、基性火山岩，夹少量酸性火山岩及火山碎屑岩。下部为浅灰绿、暗灰紫色安山质及流纹质凝灰熔岩、凝灰岩夹安山玄武岩、霏细岩；中部为灰绿色夹灰紫色英安斑岩、流纹质英安斑岩；上部为浅灰绿至暗绿色安山玄武岩、蚀变玄武岩，夹同色流纹质含砾凝灰岩、凝灰熔岩。据顶部玄武岩样，测得同位素年龄值为7.26及7.59亿年。

厚 2028 ～ 6864 米。

开建桥组　为一套酸性火山岩及火山碎屑岩。由紫红、灰绿色流纹岩、石英斑岩及流纹质凝灰岩、流纹质凝灰熔岩及凝灰质砂砾岩组成。常夹紫色、浅肉红色层纹构造凝灰质粉砂岩及页岩，大型交错层理发育。自甘洛向南，开建桥组逐渐为陆相紫红色砾砂岩所代替，称之为澄江组。厚 434 ～ 2307 米。

列古六组　下部为紫红色厚层石英质粉砂岩夹少量粘土岩，底具一层砾岩；中部为暗紫灰色薄至中厚层石英质粉砂岩与暗紫色泥岩互层；上部为暗紫红色、灰紫色中至厚层含泥质石英质粉砂岩、细砂岩，夹灰绿色条带。列古六组横向变化大，常有缺失。厚 0 ～ 283 米。

上震旦统

观音崖组（相当陡山沱组）　下部为灰白色石英砂岩，在底部含砾石；中部为紫红色页岩及粉砂岩；上部为灰、灰黑色薄至中厚层泥灰岩、石灰岩或砂泥质白云岩，横向变化大，常超覆于下震旦统和前震旦系变质岩、侵入岩之上。厚 30 ～ 178 米。

灯影组　一般可分上、中、下三段。下段为灰白至深灰色厚层块状白云岩、白云质灰岩，局部夹石灰岩、泥灰岩，中上部葡萄状、花边状构造发育，含丰富的古藻；中段为灰至深灰色厚层块状白云岩、白云质灰岩夹页岩，富含硅质条带和结核；上段为灰、灰白色含磷白云岩及硅质岩。岩性较稳定，可与盆地区对比，厚 900 ～ 1100 米。

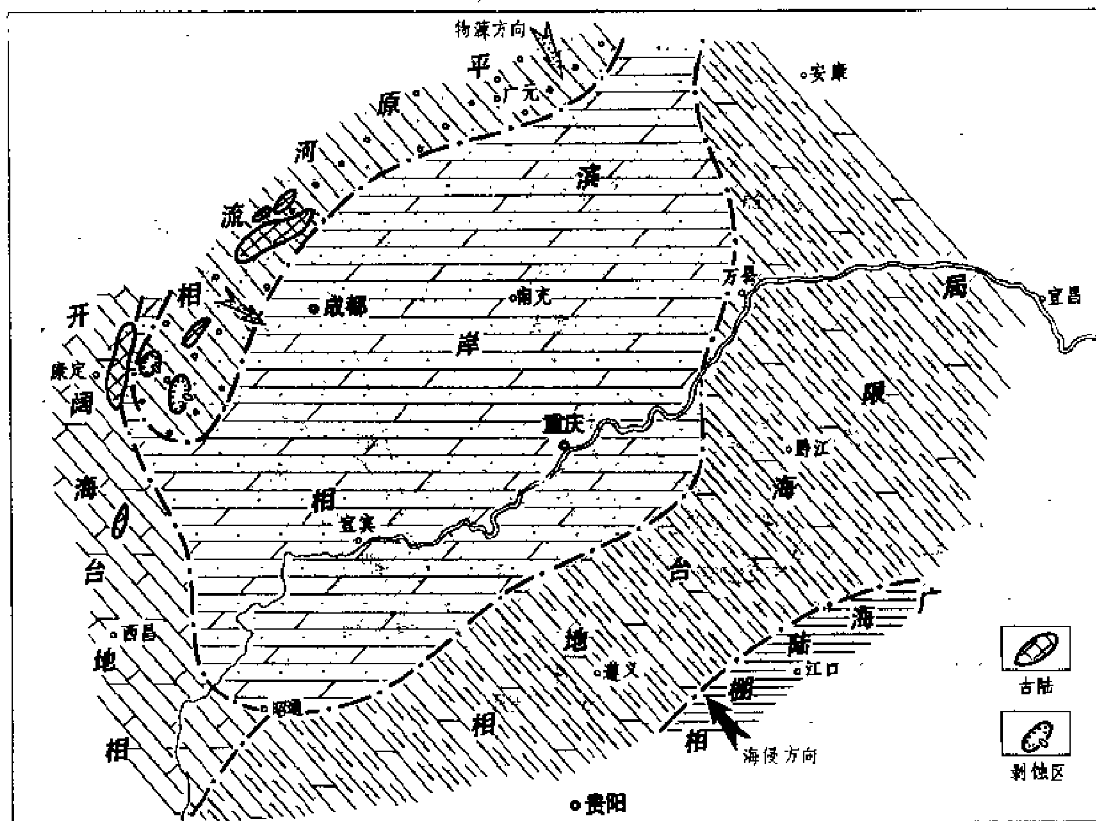



图 3－4　四川盆地晚震旦世陡山沱期沉积相图

四川盆地内部没有见到早震旦世的沉积，只是在川东北、川东南及鄂西、黔东等地坳陷中有早震旦世沉积。在盆地西南的康滇台隆东缘西昌、甘洛一带，则为一套近南北向分布的中基性—酸性的火山岩及火山碎屑岩（即苏雄组及开建桥组），岩性复杂，横向对比困难，厚度变化剧烈，局部地区最厚可达4500～7300米，反映了该区由前震旦系组成的褶皱基底还不坚固，有多个火山喷发中心。

澄江运动后，四川盆地广泛遭受剥蚀和夷平。在这个基础上，晚震旦世早期的海水（陡山沱期）自东南方向入侵，一套地台型海相沉积覆盖全区，仅在冕宁、雅安、灌县附近，邻近古岛的地方有部分陆相沉积或缺失。其沉积相自西而东可作如下分区：宝兴、广元平原河流相（图3－4），为灰、紫色含砾砂岩、砂岩夹页岩，具交错层理，颗粒圆度及分选均差。乐山、南充滨岸相，海陆过渡特征明显，为灰色砂岩夹少许泥岩及粉晶白云岩，具水平层理。万源、巴东、遵义局限海台地相，由灰、灰黑色（局部紫色）泥页岩、碳质页岩夹白云岩、粉砂岩、硅质层组成，薄至中层状，白云岩为泥—粉晶结构，具硅质条带、层纹、波痕、石膏斑晶，有磷锰结核，含微古植物。吉首广海陆棚相，深灰色页岩夹石灰岩，石灰岩为

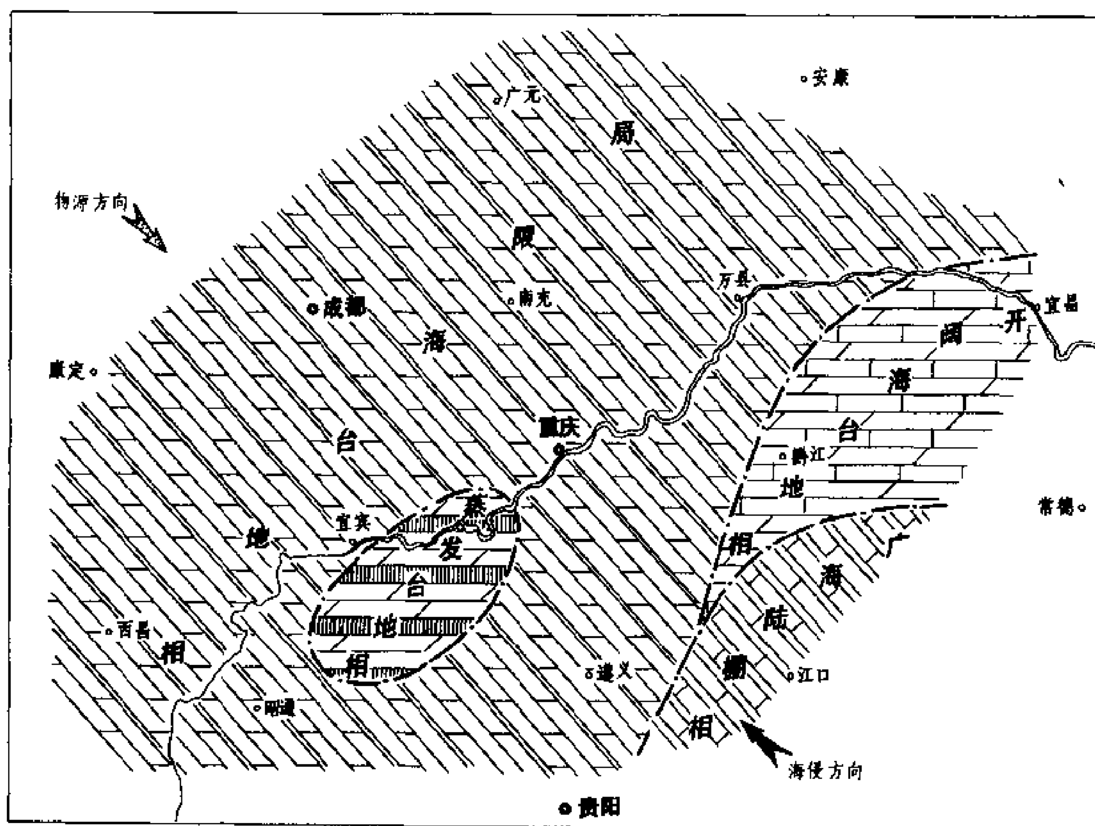



图3－5　四川盆地晚震旦世灯影期沉积相图

泥—粉晶结构，具层纹。在盆地西南部还有普格开阔海台地相，多为浅灰—深灰色（夹紫色）石灰岩、白云岩夹页岩，中—薄层状，具水平及波状微细层理、斜层理。

灯影期是晚震旦世海侵的高潮。海水由东南方向进一步入侵，海域不断扩大，淹没了区内全部古岛。其沉积相带变化方向主要为东西向。沉积基底仍是西高东低，但坡度极缓。在盆地广大地区主要是局限海台地相，为浅灰—深灰色白云岩，夹硅质条带，局部夹硅质白云岩或含砂泥质白云岩。富含古藻，具纹层、葡萄状、花边状、雪花状、鸟眼、叠层石构造（图3－5）。但在长宁一带，灯影早期为蒸发台地相（相当于下贫藻层），有巨厚岩盐层、硬石膏及钙芒硝的沉积。鄂西属开阔海台地相，当时海水稍深，为浅灰—灰黑色石灰岩、白云岩夹页岩、硅质层，具微细层理。吉首一带属广海陆棚相，为深灰—灰黑色（有棕红色）石灰岩、页岩互层，夹硅质岩及少许白云岩。

目前已证实上震旦统灯影组是四川盆地的一个主要产气层，具有良好的生、储气条件，此外陡山沱组暗色泥质岩和碳酸盐岩发育，亦应具备生、储油（气）条件，值得重视。下震旦统主要为粗碎屑岩或火山岩系，一般不具有生成油气的条件，储集条件亦差，其含油气前景不如上震旦统。

*2.寒武系*

寒武系的分布与震旦系相近，主要出露于盆地边缘的大凉山、龙门山、米仓山、大巴山、川东南及黔北一带。盆地内部仅在华蓥山地区有部分出露，主要是深埋地腹，一般埋深2500～5000米，在拗陷区可达9000米以上。

寒武系纵向上为一套碎屑岩至碳酸盐岩沉积组合，下统包括筇竹寺组、沧浪铺组、龙王庙组；中上统为大套碳酸盐岩，称洗象池群。

寒武系发育齐全，底与震旦系灯影组为假整合接触，顶与奥陶系在盆地内为连续沉积。在盆地边缘“康滇古陆”、龙门山、米仓山地区，寒武系沉积后曾上升遭受剥蚀，与奥陶系为假整合接触。

下寒武统

筇竹寺组　下部为黑色含碳质页岩、页岩，见有球状泥灰岩结核，含海绵 *Protospongia* sp.，向上逐渐变为灰及深灰色粉砂岩、细砂岩，具清晰的条带状微细层理；中部为深灰、灰黑色碳质页岩、灰质页岩，向上色变浅、灰质含量增多，时夹泥灰岩条带，富含生物化石，以三叶虫为主，有 *Eoredlichia intermedia*, *Wutingaspis malungensis*, *W*. cf. *tingi*, 及翼足、腕足类、海绵骨针；上部为灰色石灰岩、泥灰岩与粉砂岩、页岩互层。女基井—泸州一线以东，岩性变细，颜色渐深，产三叶虫 *Eoredlichia*, *Hebediscus*, *Yunanocephalus* 等。厚90～400米。

沧浪铺组　可分上、下两段。下段：下部紫红色砂岩、粉砂岩及页岩（俗称下红层），向上为灰白色中—粗粒石英砂岩、含砾砂岩及细砾岩，含三叶虫：*Megapalaeolenus fengyangensis*, *Redlichia* sp.；上段：下部黄灰色页岩与薄层灰质细砂岩互层，中上部为灰色泥质条带灰岩夹页岩及生物结晶灰岩（相当天河板组），含三叶虫：*Megapalaeolenus deprati*, *M*. cf. *fengyangensis*。这套地层由西向东粒度明显变细，下红层已不存在。在南江及黔北，底部有一层古杯含鲕灰岩（相当仙女洞段）。厚65～300米。

龙王庙组　岩性单一稳定，大区域内可以对比，主要为灰色白云质灰岩、白云岩，时含砂泥质及硅质结核或条带。盆地东部石灰岩稍多，在自贡、长宁、雷波等地夹薄层石膏。含生物化石较少，见有三叶虫 *Redlichia chinese* 等。厚70～200米。

从整个下寒武统的厚度变化来看，川中龙女寺一带为一隆起区（女基井实际钻探厚度为303米），而它的外围则是拗陷区，地层厚度显著增大（图3－6）。川东北城口一带，厚度大于1000米，与东秦岭沉降带连为一体。东南侧在黔江、秀山一带，鄂湘黔拗陷厚度为1200～1600米；南侧介于川中与黔中隆起之间的拗陷幅度相对要小，厚1000米左右。川西北龙门山亦为一沉降带，地层厚达1400余米，至于在天井山一带厚度减薄，显然是受后期剥蚀影响所致。

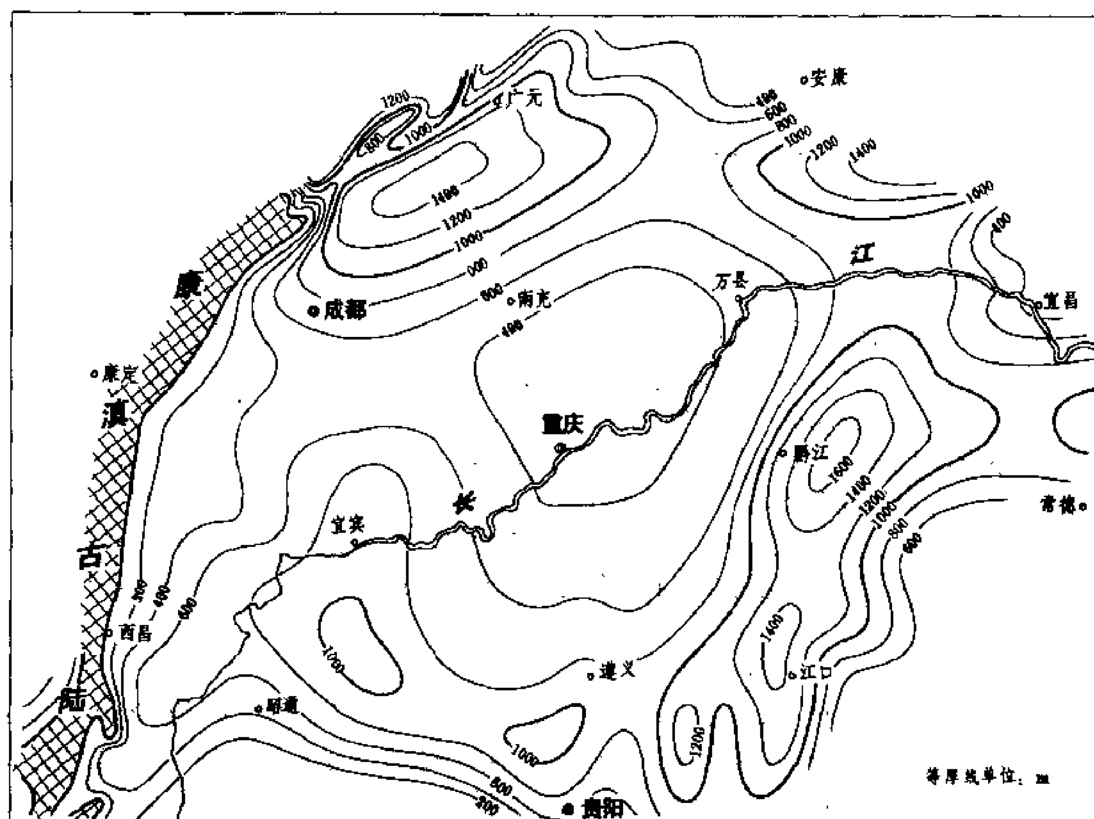



图3－6 四川盆地下寒武统等厚图

中上寒武统

洗象池群 主要为大套碳酸盐岩，除盆地边缘地区（如城口、普格、秀山）中、上统可以据岩性分开外，在盆地内部中、上统不易划分，统称洗象池群。岩性为灰、深灰色白云岩、泥质白云岩，厚层至块状，局部含砂质及硅质。华蓥山以西，底部砂质增多，夹有紫红色页岩及砂岩（俗称上红层）；华蓥山以东则未见此层，但下部石灰岩夹层增多。含生物化石较少，有三叶虫：*Paragraulos*, *Kunmingaspis*, *Chittidilla* 及腕足类 *Obonella* sp.。厚220～420米。

川北旺苍、南江以及川西南普格、雷波一带靠近主要物源区，自下而上沉积了紫红、灰绿色泥岩和砂岩、白云岩，向东紫红色泥岩和砂岩消失，主要为白云岩和泥质白云岩，如

威远和龙女寺井下为灰色白云岩；泥质白云岩，并常夹硅质结核和条带。川东南酉阳、秀山附近为沉降中心，地层厚达1900米。另外沿黔中隆起的北缘也有一个沉降区（图3－7）。

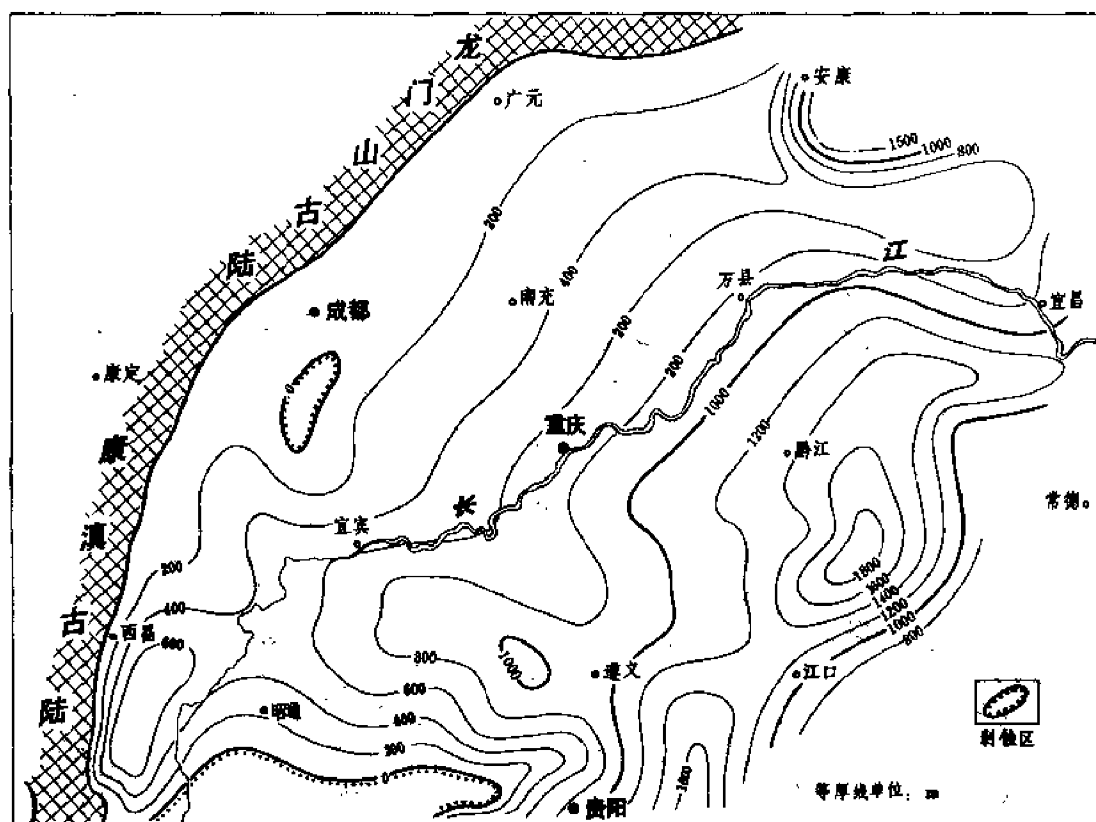



图3－7 四川盆地中上寒武统等厚图

早寒武世初，在灯影组遭受剥蚀的基础上，海水由东南方向入侵，除西侧康滇古陆外，全被淹没，海盆基底为一东倾斜坡，自西向东砂岩夹层逐渐减少，碳酸盐岩相对增多。早寒武世初期（筇竹寺期）海侵规模较大，女基井—珙县一线以东属广海陆棚沉积，为黑色、灰绿色页岩夹少许碳酸盐岩，底部夹硅质岩；以西为滨岸相沉积（相当浑水条件下的局限海、开倾海台地），底部为黑色页岩，向上变为碎屑岩夹少许碳酸盐岩。中期（沧浪铺期）海水先行退缩，然后略有扩张。广元—绵竹一带下部为河流相碎屑岩（上部因后期剥蚀情况不明）。女基井—珙县一线以西仍为滨岸相碎屑岩及少许碳酸盐岩；以东为开阔海台地相砂岩、页岩夹碳酸盐岩；广海陆棚相已退缩到秀山一隅。晚期（龙王庙期）海水略有退缩，重庆—毕节一线以西为局限海台地相白云岩；以东为开阔海台地相白云岩、石灰岩互层；雷波、珙县等地环境闭塞，为蒸发台地相碳酸盐岩夹石膏薄层。

现以各相带分异较明显的沧浪铺期为代表，对早寒武世的沉积相作如下分区（图3－8）：江油平原河流相，为灰、紫色砂岩夹砾岩、粉砂岩、砂质页岩，砾石分选差，次棱角状，砾岩多呈透镜体。普格滨岸相，为灰、紫色砂岩、粉砂岩夹页岩、白云岩，具水平层理、斜层

理、波痕。南川、恩施开阔海台地相，为灰色页岩、砂岩互层夹石灰岩、白云岩，具鲕状、竹叶状、蠕虫状构造，见微细层理及波痕。吉首广海陆棚相，为灰、深灰色页岩夹石灰岩、泥灰岩，微细层理发育。

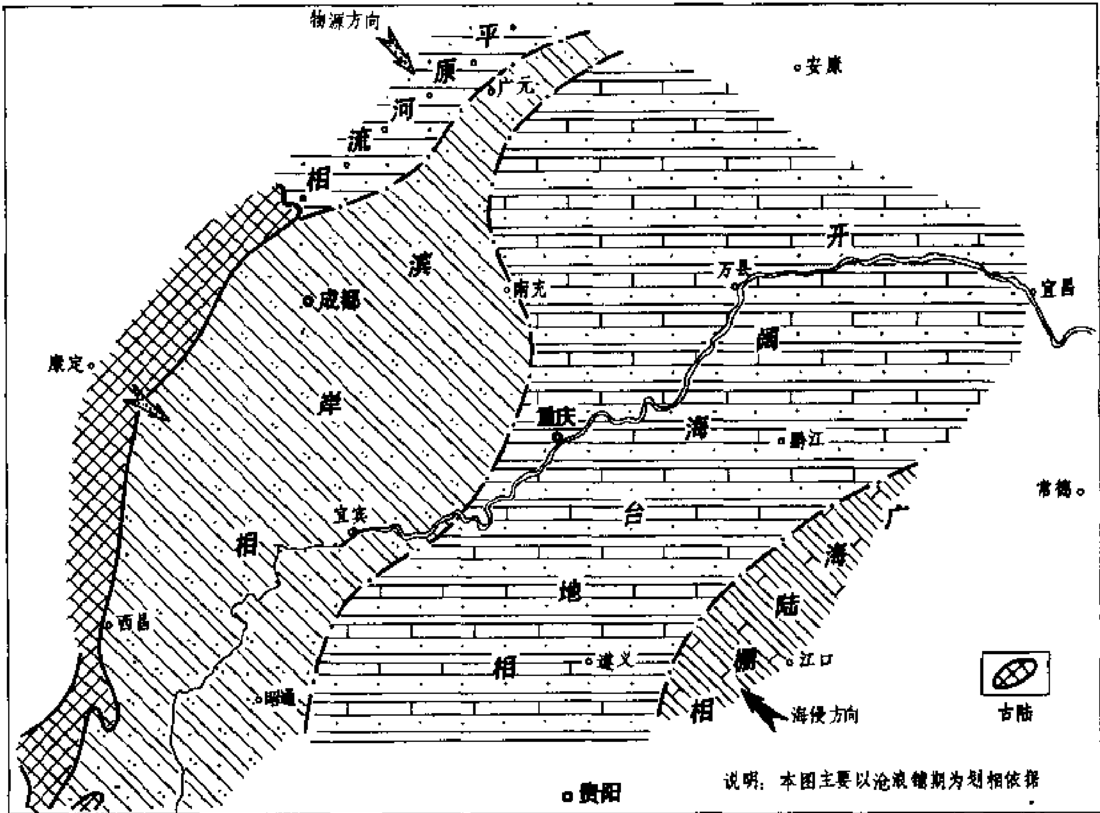



图 3－8　四川盆地早寒武世沉积相图

中晚寒武世，基本继承了早寒武世的沉积特点，同时海水继续向东南方向撤退，西侧古陆区不断扩大。中晚寒武世的沉积相分区是(图 3－9)：广元、普格滨岸相，灰、紫色白云质灰岩与紫红色泥岩、粉砂岩互层，具斜层理及角砾状构造。南充、巫山局限海台地相，灰、紫色白云岩夹少许石灰岩、页岩，向东紫红色消失，主要为灰色粉—泥晶白云岩，显水平层理。自贡、长宁、南川早期蒸发台地相，灰、紫色白云岩、石膏质白云岩夹页岩、石膏，白云岩为泥—粉晶结构，含泥质、硅质。恩施、宜昌开阔海台地相，灰色白云岩和石灰岩互层，夹少许页岩、砂岩和硅质条带，显微细层理。吉首广海陆棚相，灰、深灰色石灰岩，底部夹白云岩和泥质白云岩，石灰岩的微细层理及白云质条带发育。

综合寒武系沉积相的特征，总的来看，广海陆棚相具良好生油条件；开阔海台地及局限海台地相具有一定的生、储条件，间夹的蒸发台地相具盖层条件；滨岸及平原河流相生、储条件均差。纵向上比较，下统筇竹寺组生、盖条件甚优，中上统及下统上部碳酸盐岩储集条件较好。

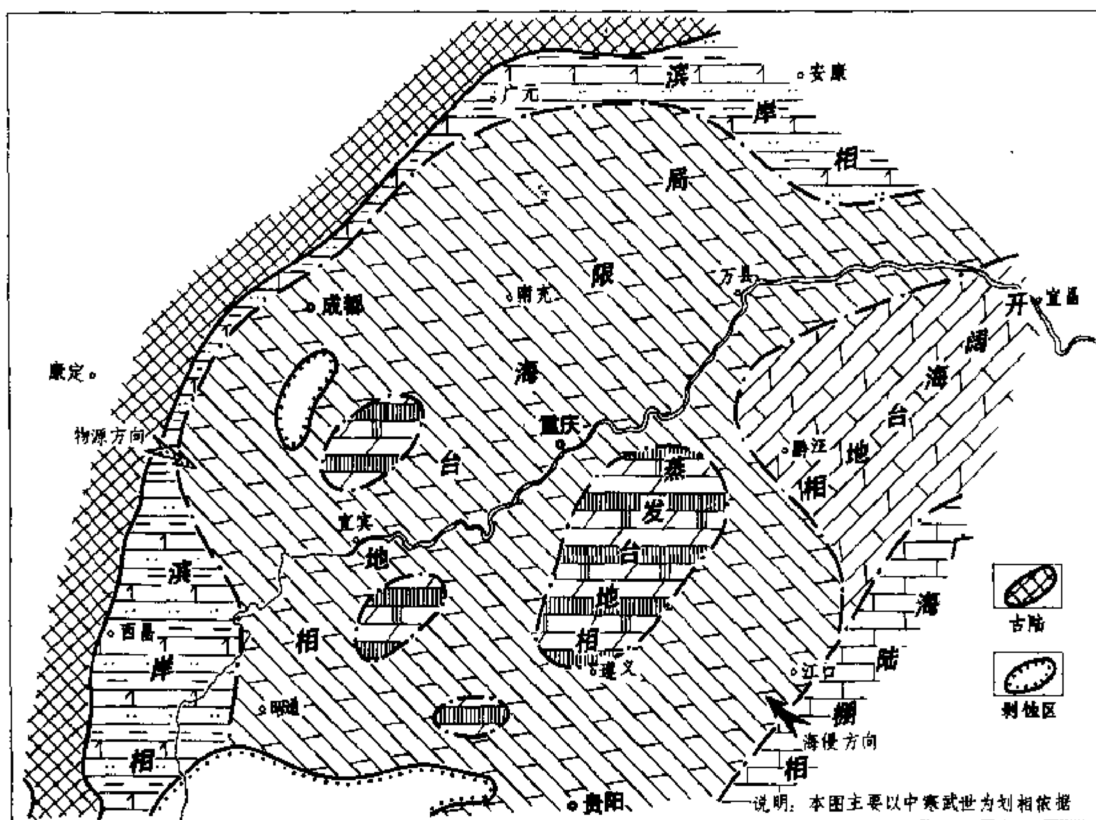



图 3－9　四川盆地中晚寒武世沉积相图

*3.奥陶系*

奥陶系主要出露于盆地边缘大巴山、米仓山、龙门山和大凉山一带，川东南、黔北有零星分布，盆地内部深埋地腹，埋深一般2300～4500米，凹陷区可达8500米以上，仅在华蓥山地区有出露。

奥陶系在盆地内发育较全，可三分为下奥陶统（桐梓组、红花园组、大湾组）、中奥陶统（十字铺组、宝塔组）和上奥陶统（临湘组、五峰组）。

奥陶系一般与下伏寒武系、上覆志留系均为整合接触，仅在盆地西部、北部边缘下奥陶统超覆于寒武系不同层位之上，其间为假整合接触。

下奥陶统

桐梓组　下部黑色结晶灰岩、泥质条带灰岩，含腕足类 *Nanorthis* sp .，向上为浅黄、黄灰色页岩，含三叶虫 *Lohanpopsis lohanpoensis*, *Chungkingaspis sinensis*, *Asaphellus changi*, *Asaphopsis* sp .，*Shumardia* sp .，*Dactylocephalus* sp .；中部灰至灰黑色结晶灰岩、泥灰岩及白云质灰岩，见硅质结核，含腕足类 *Finkelnburgia* sp .；上部为灰黄色页岩与石灰岩互层，含三叶虫 *Tungtzuella yunnanensis*, *T. szechuanensis*, *T. kueichowensis*, *Psilocephalina lubrica*。该组中下部在川东北称南津关组，上部称分乡组。厚 50～200 米。

红花园组　深灰色石灰岩、结晶灰岩、生物碎屑灰岩，有时夹页岩，富含头足类 *Camer*－

*oceras hupehense*, *C. triformatum*, *Altocotoceras* sp., *Cyrtouaginoceras* sp., *Trifurcatoceras* sp., 及腕足类: *Tritoechia*, *Punctolira*, *Diparelasma* 等。厚 55 ~ 70 米。

大湾组 下部灰、黄灰、灰绿色页岩、砂质页岩与薄层砂岩互层，夹薄层透镜状石灰岩，富含生物化石，有笔石 *Didymograptus nicholsoni*, *D. deflexus*, *Azygograptus suecicus*, 三叶虫 *Taihungshania*, *Megalaspides*, 及头足、腕足类等；上部以黄褐、灰色砂岩为主，夹砂质页岩及透镜状灰岩，含笔石及三叶虫。厚 110 ~ 250 米。

中奥陶统

十字铺组 中下部深灰色致密灰岩，上部为薄层瘤状灰岩，含头足类 *Dideroceras wahlenbergi*, *Michelinoceras changjiangense*, *Protocycloceras wongi* 等。厚 5 ~ 25 米。

宝塔组 岩性、厚度稳定，是区域上的标志层。为灰色龟裂纹灰岩，顶部含泥质较多，呈条带状、疙瘩状泥质灰岩。富含头足类 *Sinoceas chinense*, *Parormoceras* sp. *Richardsonoceras ditatatus*, *Dideroceras wahlenbergi* var. *inornatum*, *Eosomichelinoceras huananense*。厚 30 ~ 50 米。

上奥陶统

临湘组 黄灰、灰色瘤状泥质灰岩，夹薄层钙质页岩，含三叶虫 *Nankinolithus nankinensis*, *Hammatocnemis* sp., *Remopleurides* sp., *Paraceraurus* sp.。厚 1 ~ 5 米。

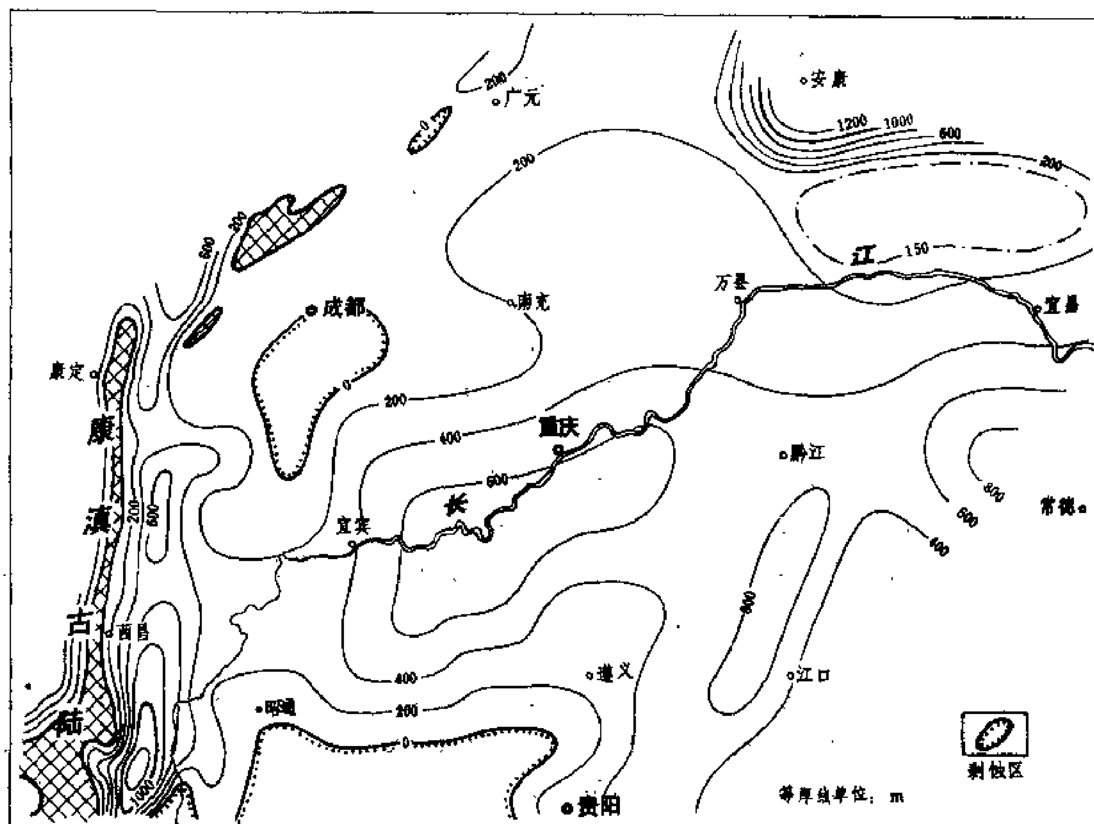



图 3-10 四川盆地奥陶系等厚图

五峰组　黑色页岩，含灰质及硅质，顶部常见泥灰岩，含笔石 *Climacograptus supernus*, *C. hastatus*, *Dicellograptus excavatus*, *D. complanatus*, *Orthograptus truncatus*。厚 1 ～ 15 米。

总的来看，奥陶系岩性在盆地范围内比较稳定，厚度变化不大，一般厚 400 ～ 600 米，但在江油、成都一带显著减薄，乃至缺失，主要为后期剥蚀所至（图 3－10）。

早奥陶世的环境与中晚寒武世相近，沉积基底西高东低，西部濒邻古陆，碎屑物较多，向东岩性变细、碳酸盐岩增多，岩相变化方向仍是东西向，现以大湾期为例将岩相分区叙述如下（图 3－11）：雅安、普格一带为滨岸相，主要是灰、紫色砂岩、粉砂岩夹砂质页岩及少许石灰岩、白云岩。砂岩分选差，具微细层纹、斜层理、虫迹，生物稀少。向东至万源、南川一线进入开阔海台地相，以灰色页岩为主，夹泥质粉砂岩、生物灰岩及石灰岩透镜体，生物化石丰富，有腕足类、三叶虫、笔石、棘皮、头足类等。湘鄂西一带为广海陆棚相，灰至深灰色（部分紫色）瘤状含泥质灰岩、石灰岩与页岩互层，夹少许粉砂岩。石灰岩多泥晶结构，具缝合线、泥质条带，含生物丰富，有头足类、三叶虫、腕足类、笔石及生物碎屑。

中晚奥陶世海侵规模进一步扩大，除康滇古陆外，广大地区皆沉沦水下接受沉积，主要

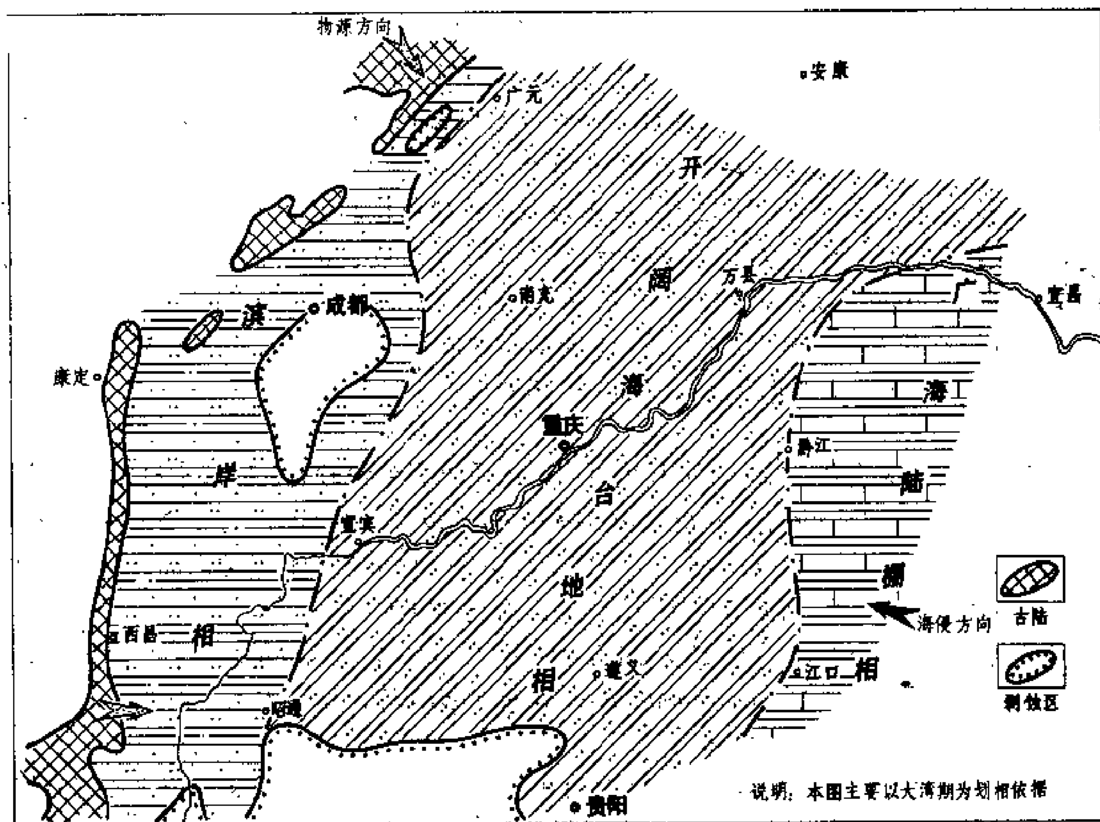



图 3－11　四川盆地早奥陶世沉积相图

为一套灰色含泥质条带的厚层块状灰岩，具龟裂纹及瘤状构造，靠西侧含碎屑物较多，越西、普格一带为泥质灰岩、白云岩夹少许砂质页岩。晚期海侵达到高潮，沉积了厚度不大的五峰组黑色碳质页岩和硅质层。总的来看，中上奥陶统岩性岩相稳定，在大范围内可以进行对比，反映了当时地壳活动比较平静。

综上所述，奥陶系的生油条件在纵向上以下统为好，横向上以川东、川南及川西南为好。储集条件也以下统的桐梓组、红花园组较优，中上统较差。目前在川中女基井下奥陶统南津关组上试过程中获得天然气，已引起人们的重视。

*4.志留系*

志留系主要出露于盆地边缘的川东南、大巴山、米仓山、龙门山及康滇古陆东侧。盆地内部仅在华蓥山有出露，威远、泸州等地有少数深井揭穿该系，埋深约 2000 ～ 4000 米。乐山、成都及川中龙女一带地腹大范围缺失，主要因后期剥蚀所至。

志留系下统为龙马溪组、小河坝组，中统保留不全，一般只有韩家店组。

志留系底部与下伏上奥陶统为整合接触。顶部因普遍遭受剥蚀，与上覆层均为假整合接触，一般为下二叠统所覆盖，只在盆地西缘和川东、鄂西一带为泥盆系、石炭系覆盖，表现出在不同地区，上覆地层的分布状况不相同。

下志留统

龙马溪组　岩性比较稳定，下部为黑、灰黑色砂质页岩，页岩；中上部为灰绿、黄绿色页岩及砂质页岩，有时夹粉砂岩或泥质灰岩，含碳质及黄铁矿。富含笔石，尤以下部最多，有 *Glyptograptus persculptus*, *Pristiograptus cyphus*, *Demirastrites triangulatus*, *Monograptus sedgwickii*, *Spirograptus turriculata* 等。厚 180 ～ 370 米。

小河坝组　在川北、川东南地区主要为绿灰、黄绿色粉砂岩、细砂岩及页岩、砂质页岩，偶夹生物灰岩透镜体，波痕、虫迹发育。含笔石 *Pristiograptus xiushanensis*, *Petalolithus tenuis*, *Climacograptus* SP.; 腕足类 *Zygospiraella*, *Resserella* 及三叶虫 *Latiproetus latilimbatus*。往西南方向侧变为灰、黄灰色页岩、砂质页岩与石灰岩、生物灰岩、泥灰岩互层，称之为石牛栏组或罗惹坪组。厚240 ～ 500 米。

中志留统

韩家店组　为大套灰、绿灰、黄灰色页岩、砂质页岩夹粉砂岩，底部常有紫红色页岩，含大量腕足类 *Nucleospira*, *Brachyprion*, *Mutationella*, *Eospirifer*; 笔石 *Stomatograptus sinensis*, *Monograptus guizhouensis* 及三叶虫 *Coronocephalus* 等。在盆地内部普遍遭受剥蚀，厚度 0 ～ 600 米。秀山、酉阳等地保留较全，最厚达 980 米。

回星哨组　为一套紫红、灰绿色相间的砂质页岩、粉砂岩，含少量腹足类、瓣鳃类，有 *Discordichilus*, *Turbocheilus*, *Pychomphonus*, *Modiolapsis* 等。仅在秀山、酉阳、甘洛、布拖等地保留此层，厚100 ～ 200 米。

志留纪时，西侧康滇古陆较晚奥陶世稍有扩大，同时江南古陆也逐渐露出水面成为物源区。沉积的最大特点是伴随古陆抬升，在其前缘常形成巨厚的拗陷带（图 3－12）。早志留世初期（龙马溪组），环境安宁，下部为一套暗色的含笔石页岩，分布稳定，代表着还原条件下的产物。随着古陆的抬升，区域上岩性岩相分异现象渐趋明显，如川东南地区小河坝组以细粒砂岩为主，向西向南侧变为罗惹坪组的粉砂岩和石灰岩或石牛栏组的生物灰岩、泥灰岩夹页岩。中志留统（韩家店组）主要为灰绿、灰色砂质页岩、砂岩，底部常有紫红色页岩，反映了海盆面貌总的趋势是处于海退阶段，直到最终全部露出水面，地层广遭剥蚀。

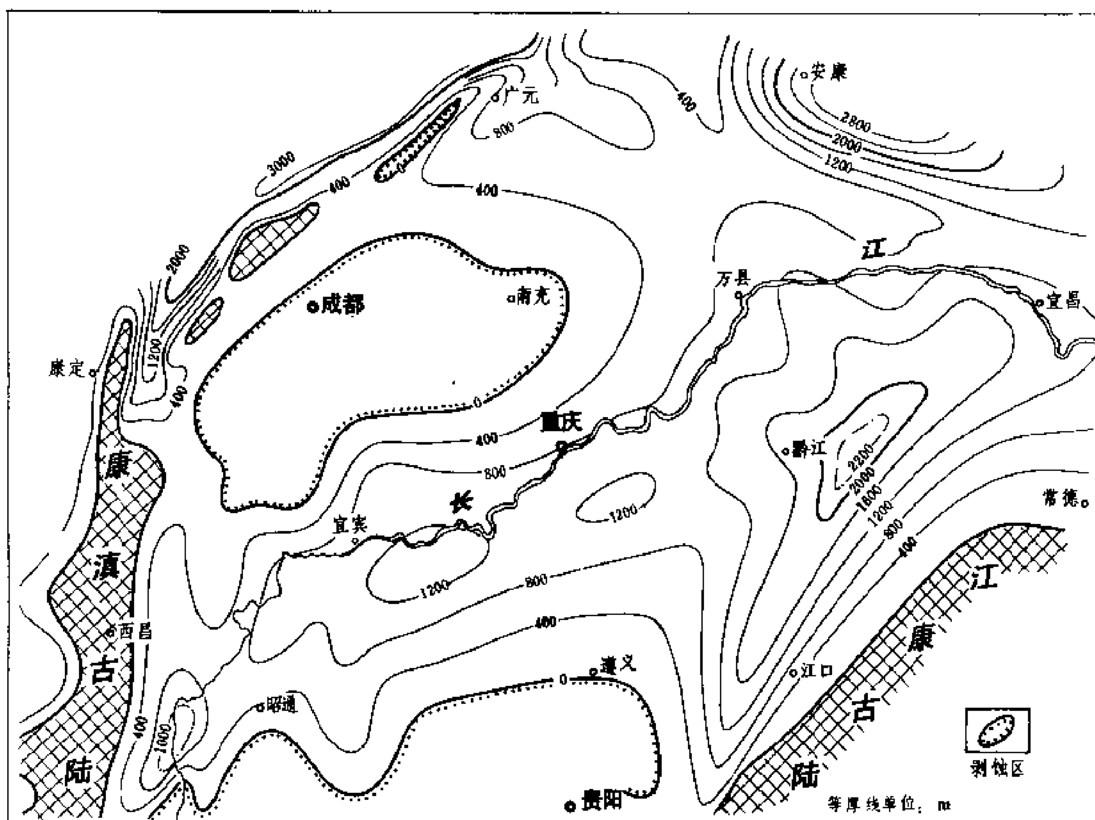



图 3－12　四川盆地志留系等厚图

志留纪的沉积相（以小河坝组为依据）可分为台地和盆地两大相区（图 3－13）：在康滇古陆东侧的布拖一带，沉积物主要是灰绿、紫红色白云质灰岩、白云岩、页岩互层，夹薄层粉砂岩，局部见石膏条带，属局限海台地相。而广元—宜宾一线则为开阔海台地，主要由灰、深灰色粉砂质页岩、页岩、石灰岩、生物灰岩及疙瘩状泥灰岩组成，江油、泸州等地局部有点礁和滩相沉积。向东至垫江、恩施一带，已进入广海陆棚相区，颜色渐深，为灰、深灰及灰黑色页岩、砂质页岩夹少量粉砂岩、生物灰岩，层纹及微细水平层理发育。

区内志留系的油苗、沥青分布较为普遍，主要产自下统石牛栏组下部石灰岩、生屑灰岩及砂岩的裂隙、晶洞中，在川南阳高寺气田阳 63 井、阳 9 井及老翁场气田老深 1 井，钻达石牛栏组、龙马溪组时发生天然气喷，说明志留系具有良好生油条件和一定的储集条件，同时作为大套的泥质岩还是下伏地层重要的区域性盖层。

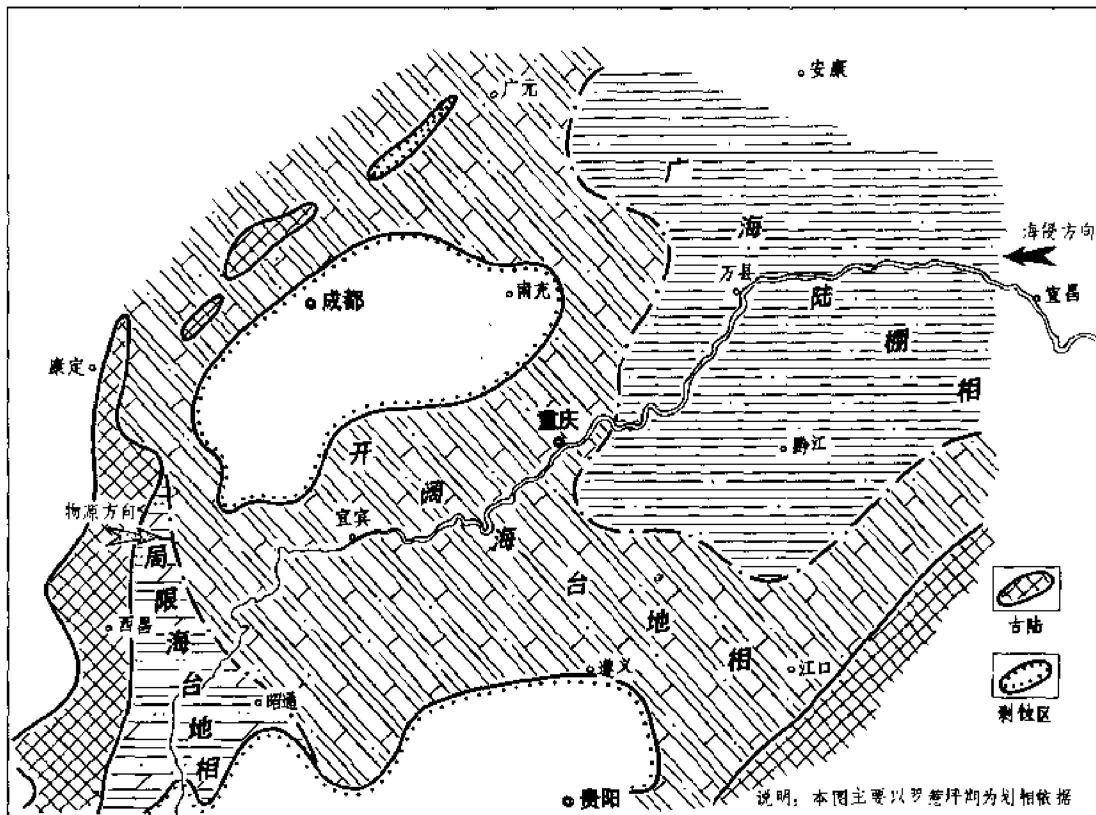



图 3－13　四川盆地志留纪沉积相图

5. 泥盆系

泥盆系主要分布于盆地西缘越西碧鸡山、二郎山、盐边等地及川西北龙门山一带。川东酉阳、秀山、黔江、彭水及巫山地区，仅有上泥盆统零星出露。盆地内部大面积缺失。

四川盆地边缘的泥盆系，根据其古地理状况可划分为三个地层分区：① 龙门山地区，为西部松潘—甘孜海域的东缘；② 川西南地区，为滇黔桂海域的北延部分；③ 川东地区，为鄂西海域的西缘。

泥盆系在龙门山及川西南地区发育较全，底部与下伏志留系普遍为假整合接触，个别地区（龙门山北段西缘）呈低角度不整合。川东酉阳、秀山、黔江、彭水及巫山地区缺失中下泥盆统，上泥盆统与下伏志留系仍为假整合接触。泥盆系顶与上覆石炭系一般为整合或假整合接触。

（1）龙门山地区

该区地层发育良好，下、中、上泥盆统俱全，由碎屑岩、生物灰岩和白云岩组成一个完整的旋回。现以唐王寨向斜甘溪至沙窝子剖面为代表，综合叙述如下（据 1981 年成都地矿所）。

下泥盆统

平驿铺组　灰白、浅灰色中厚层石英砂岩为主，夹深灰、灰绿、黑色砂岩、泥质粉砂岩及少量页岩。粉砂岩、页岩中含腕足类 *Hysperolites*, *Chonetes*, *Protole ptos trophia*；瓣鳃类 *Orthonodia*, *Nucula*, *Edmondia*, *Leiopteria*, 及鱼化石和植物碎片。厚 100 ～ 2500 米。在龙门山中段及宝兴一带缺失该组。

张家坡组　灰、灰白色中薄层石英砂岩、粉砂岩夹黑色页岩，顶部有时夹生物碎屑灰岩，

富含小型石燕，有 *Orientospirifer wangi*, *O. wangi ganxiensis*, *O.* cf. *nakaolingensis* 及少量的 *Chonetes* sp.。厚10 ~ 48 米。

甘溪组　灰绿色页岩与灰色生物灰岩、泥质灰岩互层，有时夹粉砂岩，具水平微细层纹。富含多种生物，尤以腕足、珊瑚最为丰富，腕足类有 *Acrospirifer tonkingensis*, *A. papaoensis*, *A. medius*, *A. pseudomedius*, *Howellella transversus*, *H. minor*, *H. lungmenshanensis*, *Dicoclostrophia* sp., *Devonochonetes kwangsiensis* 等；珊瑚有 *Calceola sandalina elongata*, *Spongophyllum minor*, *Digonophyllum* (*Mochlophyllum*) cf. *corniculum*。厚 30 ~ 220 米。

谢家湾组　下部以青灰、灰色薄层细砂岩、页岩、粉砂岩为主，夹薄层或透镜状灰岩；上部为灰、青灰色钙质粉砂岩、页岩与石灰岩互层。富含化石，有腕足类 *Euryspirifer paradoxus xiejiawanensis*, *Acrospirifer* cf. *tonkingensis* 等；珊瑚 *Fasciphyllum insolitus*, *Pachyfavosites dictyoformis*, *Squameofavosites multitabulatus*。厚 60 ~ 158 米。

中泥盆统

二台子组　深灰、青灰色块状生物礁灰岩夹泥质生物灰岩及页岩，含腕足类 *Athyrisina heimi*, *A. squamosa*, *Acrospirifer* sp., *Parachonetes* sp., 珊瑚 *Pseudomicroplasma* sp., *Sulcorphyllum* cf. *brownae*, *Favosites goldfussi*, *Squameofavosites mursinkaensis*; 层孔虫 *Stromatopora laminosa*, *Clathradictyon* sp.。厚 191 米。

养马坝组　灰色细晶生物灰岩与石英细砂岩互层，有重结晶现象，纹层发育，底部含鲕状赤铁矿。珊瑚十分丰富，如 *Zonophyllum crassosptum*, *Z. centricum*, *Favosites goldfussi* var. *eifelensis*, *Squameofavosites tennisguamatus* 等。厚 185 米。

金宝石组　灰、深灰色钙质页岩、细砂岩夹生物礁灰岩及鲕状赤铁矿砂岩，除含有丰富的珊瑚外，还含大量的腕足类，如"*Atrypa*" *desquamata*, *A. bodini*, *Schizophoria striatula*, *S. macfarlani* 等。厚 335 ~ 654 米。

观雾山组　下部为灰色厚层块状泥质生物灰岩、粉砂岩及页岩，富含沥青；上部为浅灰色纹层状细晶白云岩夹石灰岩，顺层溶孔、针孔发育，具硅质条带。生物较丰富，含腕足类 *Stringocephalus brutini*, "*Atrypa*" *desquamata*, *A. bodini*, *A. douvillii*; 珊瑚 *Temniophyllum difficile*, *T. complicatum*, *T. latum*, *Hexagonaria* cf. *pentagona* var. *tungkanlingensis* 等。厚 211 ~ 670 米。

上泥盆统

沙窝子组　灰白色厚层块状白云质灰岩夹粉晶白云岩和钙质页岩，含硅质团块和砂屑、鲕状结构。生物较少，有腕足类 *Cyrtospirifer* cf. *sinensis*, *Spinatrypa aspera*; 珊瑚 *Pseudozaphrentis difficile*, *P. curvatum*, *Charactophyllum* sp., *Disphyllum* cf. *frechi* 等。厚 670 ~ 1229 米。

茅坝组　灰色厚层块状灰岩夹豆状、鲕状灰岩，含白云质团块，生物稀少，有腕足类 *Cyrtiopsis spiriferoides*, *Cyrtospirifer* sp., 等。厚 121 ~ 950 米。

(2) 川西南地区

位于康滇古陆东侧，大体呈南北向展布，包括甘洛、越西、普格及川滇交界的宁南一带，此外，昭觉木佛山等地亦有零星出露，研究程度较差。以越西碧鸡山发育较全，总厚 200 ~ 600 米，与下伏中志留统、上覆下二叠统均为假整合接触。

下泥盆统

龙华山组　灰、灰白色细至粗粒石英砂岩夹泥岩，含腕足类 *Acrospirifer tonkinensis*, *A. papaoensis*, *Douvillina inaequestriata* var. *pattei*, *Chonetes orientalis* 等。厚 178 ～ 322 米。

中泥盆统（华宁统）

下部为白色中粗粒石英砂岩夹黄绿色泥岩，上部为浅灰绿色斑状白云岩及石英细砂岩夹鲕状赤铁矿。泥岩中有丰富的腕足类，如"*Atrypa*" *desquamata mut. kansuensis*, *A. richthofeni*, *A. peshiensis* 等。厚126 ～ 199 米。

上泥盆统

一打得群　下部为深灰色生物灰岩夹泥质粉砂岩，上部为深灰色灰岩、泥质灰岩夹钙质粉砂岩及粗晶白云岩。生物灰岩中主要生物有腕足类*Cyrtospirifer archiaci*, *Tenticospirifer vilis*, *Spinatrypa bodini*, *Ambocoelia sinensis*, "*Atrypa*" *desquamata*; 珊瑚*Disphyllum frechi*, *D. irregulare*; 及层孔虫 *Anostylostroma* cf. *vesiculosum* 等。厚 148 ～ 219 米。

（3）川东地区

泥盆系分布十分局限，酉阳、秀山、黔江、彭水一带只保留上泥盆统。与下伏志留系、上覆下二叠统均为假整合接触。

上泥盆统

水车坪组　下部为白色厚层石英细砂岩及黄绿、浅紫、灰白色页岩、砂质页岩，含腕足类*Cyrtospirifer* sp.; 中上部为石灰岩、泥质灰岩，含腕足类*Camarotoechia* cf. *hsikuangshanensis*, *Hunanophrentis uniforme*, *Disphyllum cylindricum*, *Pseudozaphrentis* sp. 等及瓣鳃类。一般厚 24 ～ 60 米。

从泥盆系分布情况可以看出，以四川、黔北为主体的上扬子古陆，始终保持上升状态，结果造成泥盆系在地台内部大面积缺失，但在古陆周缘受断裂控制的沉降带却有巨厚的泥盆系沉积（图 3 – 14）。

早泥盆世，海水分别由西部松潘—甘孜海和南部黔桂海侵入。最明显的一个沉积拗陷是上扬子古陆西北缘的龙门山地区。在江油、天全等地属浅海凹地水下冲积扇沉积，为浅灰色细—粗粒石英砂岩及薄层页岩，顶部常见生物灰岩、泥灰岩，具交错层理、斜层理及波状层理、虫迹、印模等。有滑动构造。生物含量少，以底栖生物为主，海陆共生，如小腕足、植物、鱼类、海百合、三叶虫等，厚 300 ～ 2000 米。向西南到康定、宝兴一带以灰色石灰岩、白云岩及泥质灰岩为主，夹砂页岩，偶见石膏。石灰岩中有规模不大的礁和生物层，由多种单体、群体珊瑚及层孔虫、棘皮、腕足类组成，厚数百至千余米。属开阔海台地相。

在上扬子古陆西南侧，由于受北西向的垭都—马平大断裂控制，也存在着一个巨型的拗陷带。但受北东和南北方向断裂带活动影响，滇黔桂海盆北缘并非是单一的北西方向。如沿康滇古陆东缘在甘洛、昭觉一带滇东海形成了一个近南北向的狭长海湾，就是受南北向的普雄河、甘洛大断裂控制的结果。早泥盆世这里为滨岸相沉积，以杂色细—粗粒石英砂岩、页岩为主，夹碳质页岩，偶见透镜状灰岩，具斜层理、波痕、泥砾、虫迹等。石英颗粒磨圆度差。生物稀少，有植物碎片及少量腕足类，鳞木化石保存较好，厚数米至近200米。往南逐渐过渡到台地相。

中泥盆世时海侵范围与早泥盆世基本相同。江油、灌县一带为台地边缘相，主要是灰—深灰色生物灰岩、泥质生物灰岩、白云岩夹砂岩，有大量单体、群体珊瑚、层孔虫、腕足、棘皮等生物，呈厚层块状的岩丘体，显斜层理、交错层理、波状层理，具鲕粒及豆状结构。厚 110 ～ 2400 米以上。康定、宝兴等地为局限海台地相，主要是灰—深灰色白云

岩夹石灰岩、砂岩、页岩。生物含量少，有珊瑚、腕足类及植物碎片，厚80～620米。甘洛、昭觉一带仍是滨岸相沉积，主要为灰及灰绿色砂岩、粉砂岩、泥页岩夹白云岩及石灰岩，普遍含赤铁矿。生物有腕足、瓣鳃类及植物碎片。厚110～210米。

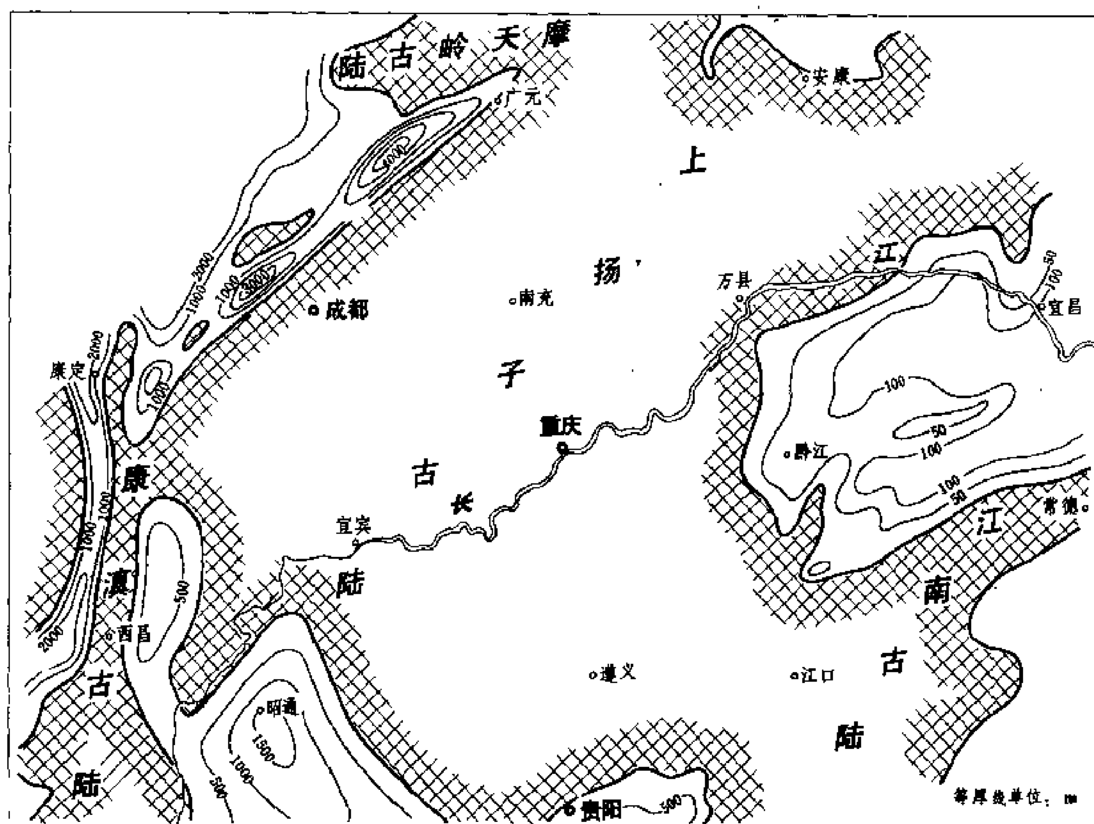



图3－14　四川盆地泥盆系等厚图

晚泥盆世，甘洛、昭觉附近已抬升成陆，未见沉积。上扬子古陆西北缘的海侵范围仍无明显变化，沉积相带也渐趋于单一，主要为局限海台地相，是一套浅灰一深灰色白云岩、泥质白云岩。下部多粘土质、铁质粉砂岩，局部夹杂色泥岩。含生物量少，见腕足、珊瑚、层孔虫等。与此同时，在上扬子古陆东缘的鄂西海开始向西侵进，在川东、鄂西一带沉积了一套厚数米～120米的滨岸相地层，以杂色石英砂岩、泥岩为主，夹泥质白云岩、石灰岩，普遍含鲕状赤铁矿，具斜层理、层纹及虫迹。生物含量少，有腕足、瓣鳃类及陆生植物碎片（图3－15）。

龙门山地区的泥盆系具有较好的生、储层条件，尤其是泥盆系中上统有巨厚的生物灰岩、生物礁灰岩及鲕状、豆状灰岩，是较理想的储集岩类。

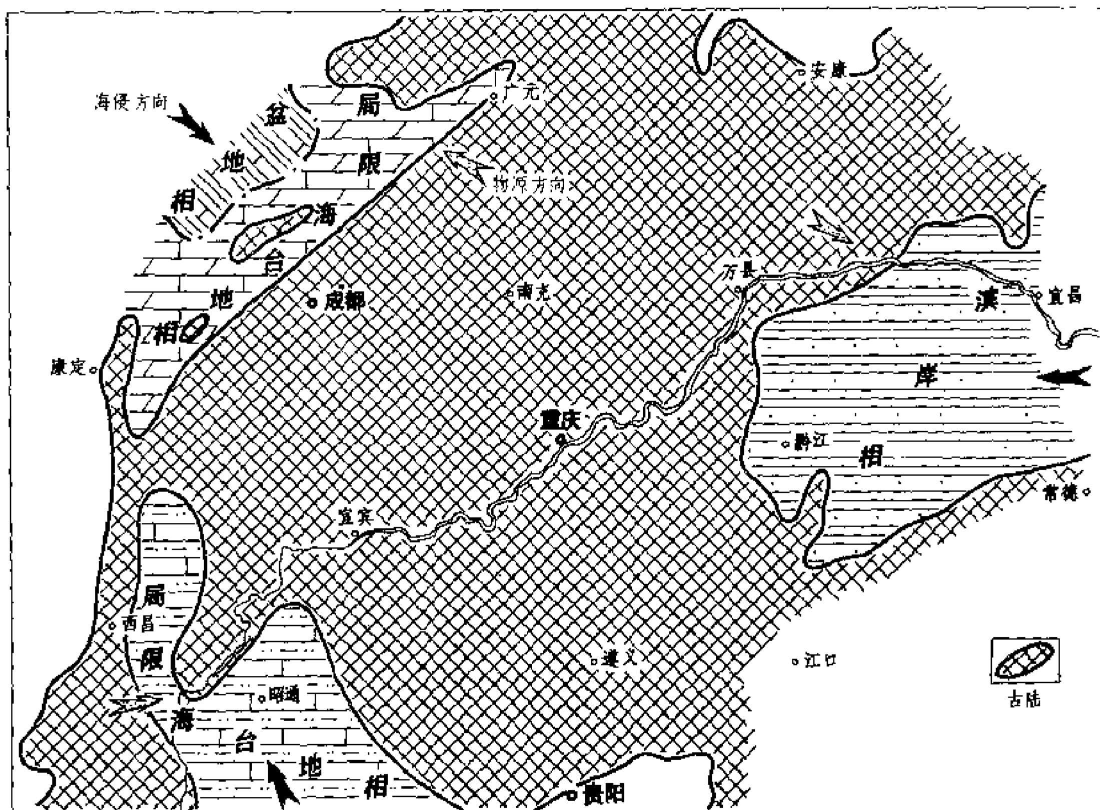



图 3-15 四川盆地晚泥盆世沉积相图

*6.石炭系*

石炭系在盆地内部大面积缺失，主要出露于盆地西北缘的龙门山一带，为一套较稳定的碳酸盐岩沉积，上、中、下统发育较全，下统岩关组、大塘组，中统威宁组，上统马平组。此外，在华蓥山亦有零星分布。近年经钻探证实在川东地腹亦普遍存在，可与鄂西的石炭系连为一体，但仅存留了中石炭统黄龙组。

在龙门山一带石炭系与下伏泥盆系为整合或假整合接触，在川东地区中石炭统与下伏泥盆系或志留系均为假整合接触。与上覆下二叠统普遍为假整合接触。

下石炭统

岩关组　为一套中厚层状浅灰色石灰岩，中上部常夹紫红、绿黄、灰绿色页岩及鲕状赤铁矿。含大量生物，下部有 *Tenticospiririfer vilis*, *T. hayasakai*；中部有 *Cystophrentis kolaohoensis*、*Pseudouralinia tang pakouensis* var. *cystiphylloides*, *Composita megala*、*C. communis*, *C. oblonga*，上部有? *Cystophrentis* sp.、*Kueichowpora* sp.。厚 27 ~ 390 米。

大塘组　灰白、浅灰色鲕状、假鲕状灰岩，间夹紫红、绿黄色泥质条带及细砂岩，底部有时见紫红色含铁泥质细砂岩。含 *Arachnolasma sinense*、*Dibunophyllum vaughani*、*Gigantoproductus* sp.、*Striatifera* sp. 等生物。厚 22 ~ 104 米。

中石炭统

威宁组　在龙门山一带为灰白、浅灰色厚层块状灰岩、鲕状灰岩。含较多䗴、珊瑚及有孔虫等生物，有 *Pseudostaffella*, *Eostaffella*, *Fusiella*, *Ozawainella*, *Fusulinella*, *Fusulina*,

*Chaetetes*, *Lithostrotionella*, *Palaeosmilia*, *Koninckophyllum* 等。厚 18 ~ 91 米。

川东地区称黄龙组，纵向上三分明显，下部为去白云化灰岩、角砾状灰岩，有时含石膏；中部为浅灰、灰色白云岩及角砾状白云岩，夹石灰岩透镜体；上部为浅灰、褐灰色生物碎屑灰岩、角砾状灰岩、白云岩、角砾状白云岩互层。普遍含生物，门类繁多，尤以中上部为最，有蓝绿藻、红藻、有孔虫、棘皮、腕足、瓣鳃、腹足、头足、介形虫、珊瑚、苔藓等。厚 0 ~ 96 米（钻厚）。

上石炭统

马平组　为一套灰白、浅灰色厚层块状质纯灰岩，具豆状结构，有时下部见紫红色铁质泥岩夹鲕状赤铁矿。富含䗴。主要有 *Triticites*, *Pseudoschwagerina*, *Hemifusulina*, *Rugosofusulina* 等。广元、安县、绵竹、彭县等地缺失该组。一般厚0 ~ 160 米。

泥盆纪末，柳江运动使地壳上升，一度产生沉积间断。到早石炭世海水又从松潘—甘孜海、黔桂海及鄂西海循故道而来（图 3 - 16），川西北宝兴、江油等地为开阔海台地，是

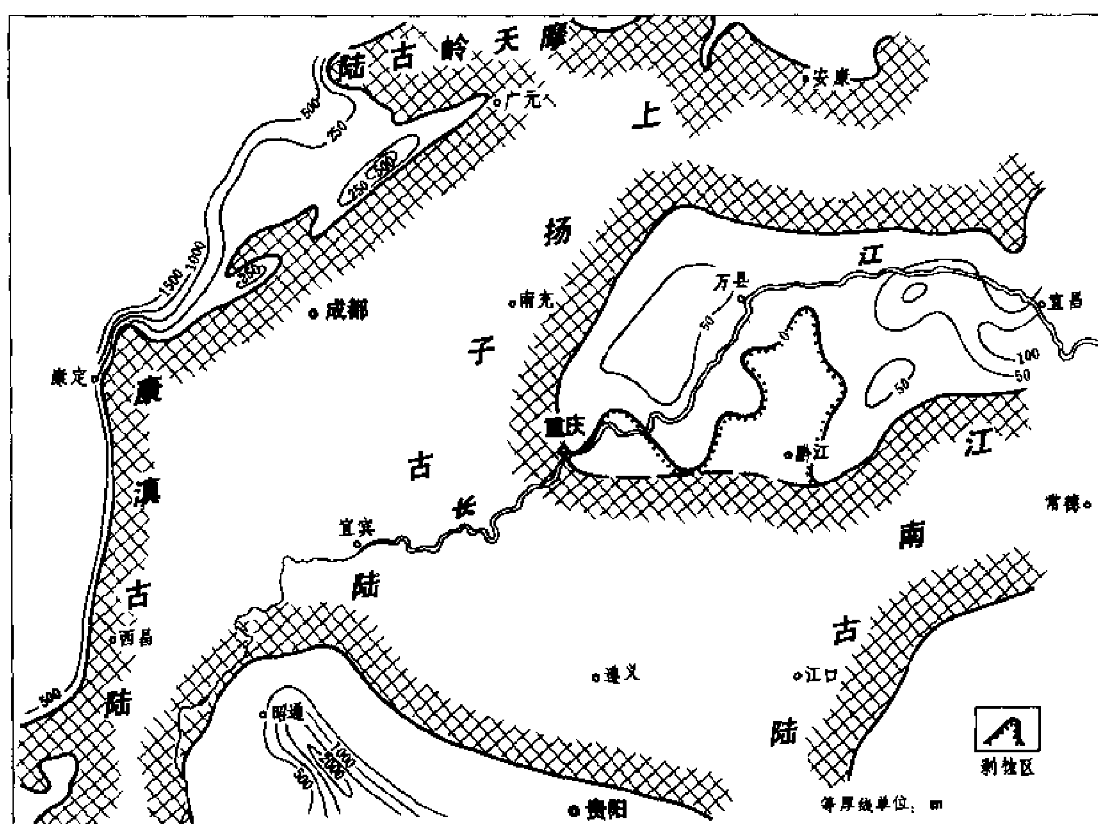



图 3 - 16　四川盆地石炭系等厚图

一套浅灰、灰色石灰岩夹生物碎屑灰岩和泥灰岩，含硅质团块。生物以䗴为主，常见棘皮、腕足、珊瑚等。厚 50 ~ 500 米。上扬子古陆南缘的贵阳、昭通一带，为石灰岩、生物灰岩夹白云岩、砂岩、页岩等，含煤、铝土矿、黄铁矿、赤铁矿等，属滨岸相沉积，一般厚 50 ~ 200 米。鄂西一带亦为滨岸相，主要为紫红、灰绿色石英砂岩、泥页岩夹白云质灰岩，含铁质，时有煤线及碳质页岩，一般厚度很小，分布范围也较局限。

中晚石炭世时，上扬子古陆西北缘及南缘的海域范围与晚泥盆世相比变化不大。在川西北宝兴、江油等地为开阔海台地相，沉积了一套浅灰、灰白色石灰岩，具鲕状、砂屑及核形石构造，含红藻、棘皮、䗴、腕足、珊瑚等，厚100～400米，再向西北海水变深，进入盆地相。昭通、贵阳一带为局限海台地相(图3－17)，以石灰岩为主，夹灰质白云岩、白云质灰岩及少量硅质团块，含䗴及珊瑚等，厚100～200米。鄂西至川东一带中石炭世海侵范围扩大，向西延至达县、广安附近，为浅海台地相沉积，厚约数十米，并可细分为三个次一级相区：在梁平、江北至忠县一带属蒸发台地，为浅灰，灰色泥晶至粉晶白云岩、角砾状白云岩，具纹层、膏模孔、角砾等构造，含蓝绿藻及少量有孔虫；在大足、綦江、万县及大巴山前缘为局限海台地，主要是浅灰、灰色泥晶至粉晶白云岩、藻白云岩及角砾状白云岩，具藻叠层、鸟眼、斜层理、冲刷面、生物扰动构造，含有孔虫、瓣鳃、腹足、棘皮、䗴等生物；巫山、恩施等地为开阔海台地，沉积了一套浅灰带灰色泥粉晶白云岩及亮晶生物灰岩，含钙球、红藻、三叶虫、有孔虫及䗴等生物。

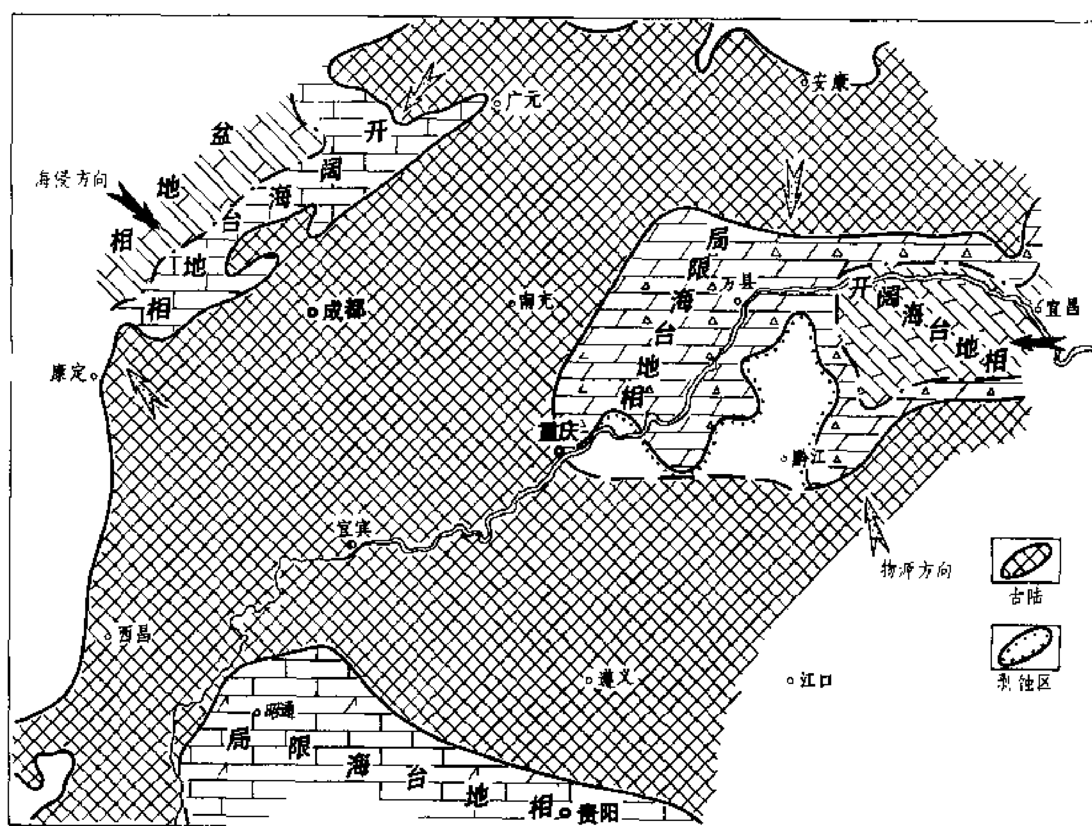



图3－17　四川盆地中晚石炭世沉积相图

从石炭纪沉积相的分布看，华蓥山以东地区，由于鄂西海向西的进侵，造成中石炭世三面环陆的局限海湾环境，留下了大片典型潮坪白云岩沉积，为天然气的储集提供了良好场所。自1977年以来，通过钻提证实，川东很多构造在中石炭统黄龙组获得强大工业气流，

目前已成为川东气区的主力气藏。

此外，中晚石炭世在上扬子古陆西北缘龙门山一带所形成的台地碳酸盐岩，具有发育的䗴、核形石灰岩，也是一个有利储集岩分布区。

7.二叠系

区内二叠系主要出露于盆地四周边缘，此外，在华蓥山及川东地区高陡背斜的核部也有零星出露。盆地内部深埋地腹，埋藏深度一般为 1500 ～ 3000 米，拗陷区可达 5000 米以上。

二叠系在盆地范围内的划分比较统一，与邻区也易对比。下统为梁山组、栖霞组、茅口组，主要为碳酸盐岩，岩性变化小。上统由碳酸盐岩、碎屑岩、火山岩组成，一般分为龙潭组、长兴组、大隆组。龙潭组在川北、川东等地称吴家坪组，在川西南一带称宣威组。此外，在川西南宣威组之下有一套陆相喷发的玄武岩，称峨眉山玄武岩，时代为晚二叠世。

下二叠统普遍以假整合分别超覆于下、中石炭统及泥盆、志留系或更老地层之上；上、下统之间也为假整合接触；上二叠统与上覆三叠系普遍为连续沉积，但在局部地区有间断，两者呈假整合接触。

下二叠统

梁山组　为一套以陆相为主或海陆过渡相的砂页岩沉积。一般为绿灰色铝土质泥岩夹黑色页岩、泥质细砂岩、碳质页岩及煤线。含黄铁矿、菱铁矿及动植物化石。植物有*Pecopteris norinii*，*Sphynopteris* sp.，*Tainiopteris multinervis*；动物为腕足类*Orthotichia* cf. *inaica*，*Marginifera* 等。厚度变化较大，一般厚3 ～ 23 米，最厚可达 42 米。

栖霞组　是一套海相碳酸盐岩沉积。为深灰色薄层至块状石灰岩、泥质灰岩夹硅质灰岩。下部石灰岩色深，含泥质较重；上部石灰岩色较浅，有时夹白云岩及硅质结核。以产珊瑚 *Hayasakaia*，*Wentzellophyllum*，*Polythecalis*，*Tetraperinus*；䗴 *Misellina*，*Nankinella*，*Pisolina* 及腕足类等为其特征。一般厚100 ～ 200 米。

茅口组　可分为四段。下部($P_1^3{}_1$)为灰色石灰岩、泥质灰岩夹黑色页岩，具明显眼球状构造。生物有腕足类 *Cryptospirifer omeishanensis*，*C. striatus*，*Monticulifora sinensis*；䗴 *Neoschwagerina craticulifera*，*Verbeekina heimi*，*Schwagerina margheriti*，*Chusenella schwagerinaeformis* 及有孔虫等。中部($P_1^3{}_2$)为灰色厚层块状灰岩，有时含少量泥质。生物有珊瑚 *Ipciphyllum nitidum*，*Amplexus minor*，*Corwenica* cf. *hangchowensis*；*Tachylasma rectum*；䗴 *Chusenella globularis*，*C. tieni*，*Schwagerina parayunnanensis*；腕足类 *Monticulifera sinensis*，*Tyloplecta nankingensis*；有孔虫 *Pseudoglandulina arnata*，*Nodosaria netchajewi*，*N. acera* 等。上部($P_1^3{}_3$)为灰白色块状灰岩、生物灰岩，含硅质结核及方解石晶体，产䗴 *Chusenella schwagerinaeformis*，*C. sinensis*。顶部($P_1^3{}_4$)为棕灰色石灰岩，夹生物灰岩，含少量泥质、碳质及黄铁矿粒。一般厚 200 ～ 300 米。

受东吴运动影响，茅口组在区内遭受不同程度剥蚀。在川西南成都、乐山、珙县一带及川东丰都等地保留较全($P_1^3{}_1$ ～ $P_1^3{}_4$)；盆地内一般保留到上部($P_1^3{}_1$ ～ $P_1^3{}_3$)；川西北灌县、安县、广元一带及川东北南江、巫山、巫溪等地剥蚀较多，仅保留了中下部($P_1^3{}_1$ ～ $P_1^3{}_2$)。

上二叠统

龙潭组　是一套海陆过渡相含煤铁沉积。主要为深灰、灰黑色泥页岩、岩屑砂岩夹煤层。含黄铁矿结核，有时夹石灰岩、硅质岩薄层或透镜体。以产植物 *Gigantopteris* 及䗴 *Codonofusiella* 动物群为其特征。向川北、川东一带，逐渐过渡为浅海碳酸盐岩沉积，称吴

家坪组，其岩性主要为石灰岩，含硅质灰岩，有时夹硅质层，底部见铝土质粘土岩、碳质页岩夹薄煤层。在川西南地区，侧变为一套以陆相含煤砂页岩为主的地层，称宣威组，岩性为灰、灰绿色及紫红色泥页岩、粉砂岩夹砂质铁质岩及煤层，产植物*Gigantopteris nicotian-aefolia*, *Stigmaria ficoides*, *Lepidophyllum* cf. *longitriangulare* 等。中上部夹薄层生物碎屑灰岩，富含腕足类 *Schellwienella regularia*, *Chonetes substroghomenoides*, *C.* aff. *latesinuata* var. *tzunyiensis* 及瓣鳃类 *Nuculapsis wymmensis*, *Schizodus* aff. *subquadratus*, *S.* ex. gr. *shansiensis* 等。一般厚 50 ～ 200 米。

峨眉山玄武岩主要分布在川西南地区。为灰绿、深灰色厚层块状致密状、气孔状、杏仁状、斑状玄武岩及含铁玄武岩。有时夹凝灰岩、含铜层及赤铁矿层。但因玄武岩喷发和间歇的时间不一、期次不同，剖面结构随地而异。与下伏茅口组常为假整合接触，与上覆宣威组或龙潭组连续沉积。厚度一般为 400 ～ 1500 米。

长兴组　为深灰、棕灰色石灰岩、生物灰岩夹泥质灰岩及硅质层。顶、底部含泥质，时夹深灰色页岩、铝土质页岩。富含䗴 *Palaeofusulina sinensis*, *P. nana*, *P. fusiformis*, *P. laxa*, *Codonofusiella kwangsiana*, *C. asiatica*, *C. tenusisima*, *Sphaerulina zisongzhengensis*; 有孔虫 *Colaniella lepida*, *Cribrogenrina permica*, *C. gigas*; 珊瑚 *Asserculinia orbiculata*, *Waagenophyllum regulare*; 腕足类 *Oldhamina squamosa*, *Haydenella riangsienensis minor* 及瓣鳃类、苔藓虫等。一般厚 50 ～ 200 米。

大隆组　为黑色薄层硅质灰岩、硅质岩与硅质页岩互层，夹粉砂质页岩及薄层灰岩。含菊石 *Pseudotirolites asiaticus*, *P. mapingensis*, *Gastrioceras* sp.，及放射虫等生物。主要分布于龙门山及大巴山一带，为长兴组上部的相变。长兴组与大隆组在沉积厚度上呈互为消长关系。一般厚 0 ～ 31 米。

二叠纪开始，地壳全面下沉，除北侧大巴山古陆、西北侧龙门山古陆，西侧康滇古陆和东侧江南古陆呈岛链或孤岛露出水面以外，上扬子古陆全被淹没（图 3－18），广泛的海侵使下二叠统覆盖在石炭系等不同时代的地层之上。最早沉积的梁山组，为厚度不大的浅灰色铝土质泥岩，属大陆风化残积产物。向上过渡为黑色碳质页岩夹煤线的滨海沼泽沉积，局部出现含海洋生物的细至粉砂岩或薄层泥灰岩的滨海沉积。随后，大规模的海侵到来，主要为正常浅海碳酸盐岩台地相。当时地壳稳定，海域开阔，生物繁茂，纵向上形成了栖霞组和茅口组两个海侵—海退沉积旋回。

早二叠世栖霞期，康滇古陆东缘的天全、昭觉一带属局限海台地，为灰、灰黑色生物灰岩、砂质灰岩，薄层至块状，局部见眼球状构造。含䗴、腕足、珊瑚等生物。往东至重庆、恩施等广大区域几乎全属开阔海台地，为灰、深灰色藻团粒灰岩、泥晶藻虫灰岩及细至中晶白云（化）岩，薄层至块状，局部具眼球状构造。含有孔虫、绿藻、棘皮及腕足类生物。在江油、雅安、宜宾一带和龙女寺、万源等地，还出现一些生物浅滩，以前者规模最大，为灰白、灰色亮晶虫藻灰岩、泥晶䗴虫灰岩及细至粗晶白云（化）岩。

进入茅口期，康滇古陆东缘宝兴、雷波一带，仍属局限海台地相（图 3－19），为灰、深灰色生物灰岩、角砾状灰岩，薄层至块状，具眼球状构造。含䗴、珊瑚、腕足及腹足生物。往东至成都、重庆、酉阳及大巴山古陆南缘的万源、巫山等地，属开阔海台地相，为灰、深灰色泥晶藻虫灰岩及生屑灰岩，薄层至块状，具眼球状构造。含有孔虫、绿藻、䗴、珊瑚及腕足等生物。此外，在乐山、泸州一带，大巴山前缘以及江油、磨溪等地还出现有以亮晶虫、红藻灰岩为主组成的生物浅滩，其中以乐山—泸州—南川生物滩最发育。至广元、恩

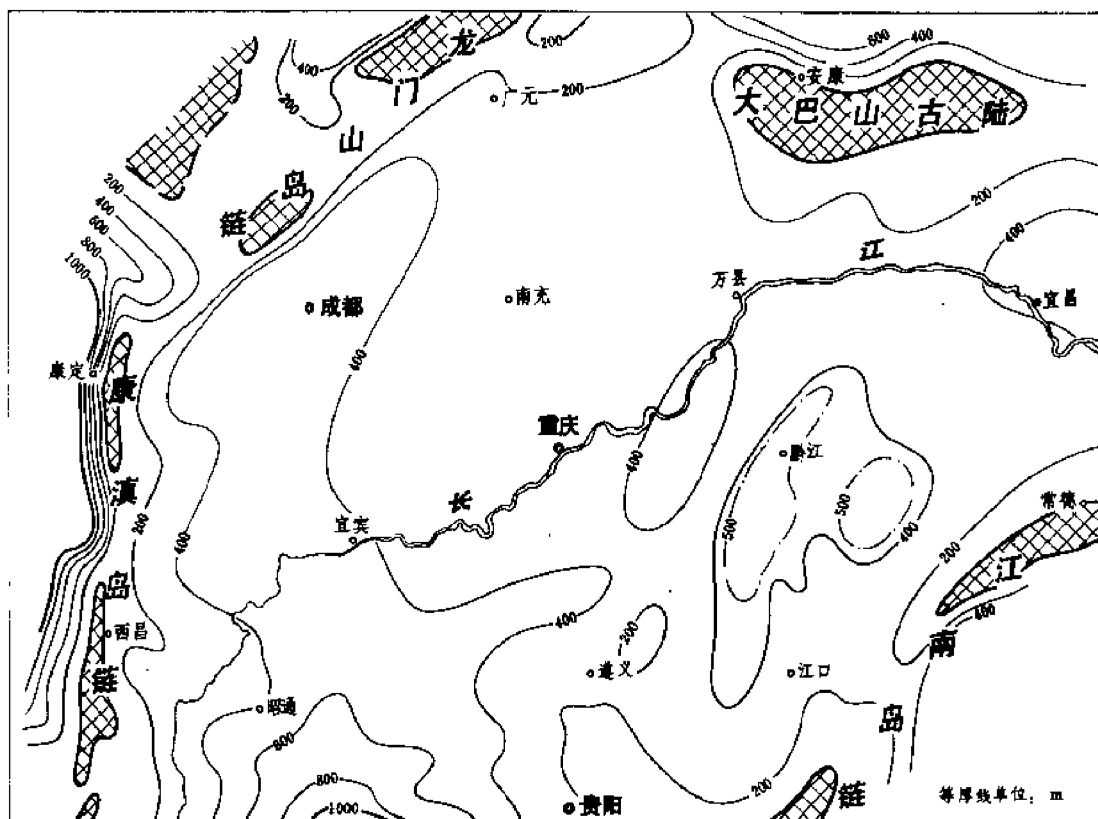



图3-18 四川盆地下二叠统等厚图

施及遵义一带海水渐深，过渡为广海陆棚相，为深灰、灰黑色中至薄层泥晶绿藻生屑灰岩夹页岩、硅质层及泥质白云岩。

早二叠世末，受东吴运动影响，该区再度露出水面遭受剥蚀，造成二叠系上、下统间的沉积间断。晚二叠世海水再次入侵，与早二叠世相比，古陆范围扩大，特别是在早二叠世以岛链形式出现的康滇古陆这时已连成一体(图3-20)，它对晚二叠世早期的海盆面貌和沉积相分布起了重要的控制作用，表现出自西而东逐渐由陆向海过渡。晚二叠世后期，海侵规模达到了最高潮，除川西南外，以长兴组为代表的浅海碳酸盐岩广泛分布，并且沿龙门山、大巴山和江南古陆前缘，还有半深海相的硅泥质沉积(大隆组)。

晚二叠世的沉积相带自西南向东北，由陆相—海陆过渡相—浅海相—半深海相(图3-21)变化比较明显。宝兴、峨眉、雷波一带玄武岩非常发育，其上为一套紫红、灰色砂岩、泥岩、砾岩和碳质页岩的陆相沉积。向东至成都、重庆一线属海陆过渡相，为黄灰、紫、黑色泥岩、凝灰质砂岩、碳质页岩、煤层及生屑泥晶灰岩，微细斜层理、水平层理发育。含陆生植物及海生动物。至江油、达县、涪陵一带是开阔海台地相，为灰、深灰色(局部灰白色)中层至块状泥粉晶生物灰岩，含有孔虫、䗴、绿藻、珊瑚、棘皮等生物。在梁平、万县等地有生物滩及生物礁成群成带出现。广元、恩施等地已过渡到广海陆棚相，为深灰、黑色页岩、碳质页岩、硅质岩及泥灰岩、粉砂岩等，含菊石、放射虫等生物。

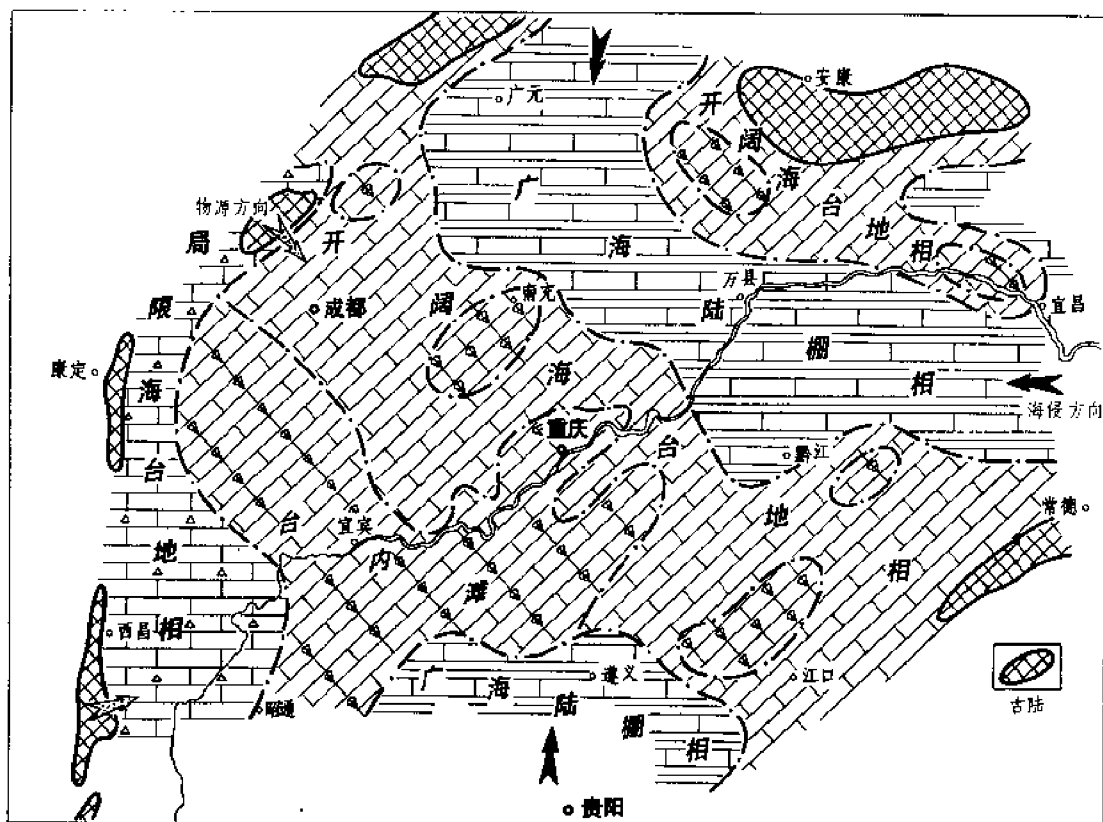



图3－19 四川盆地早二叠世茅口期沉积相图

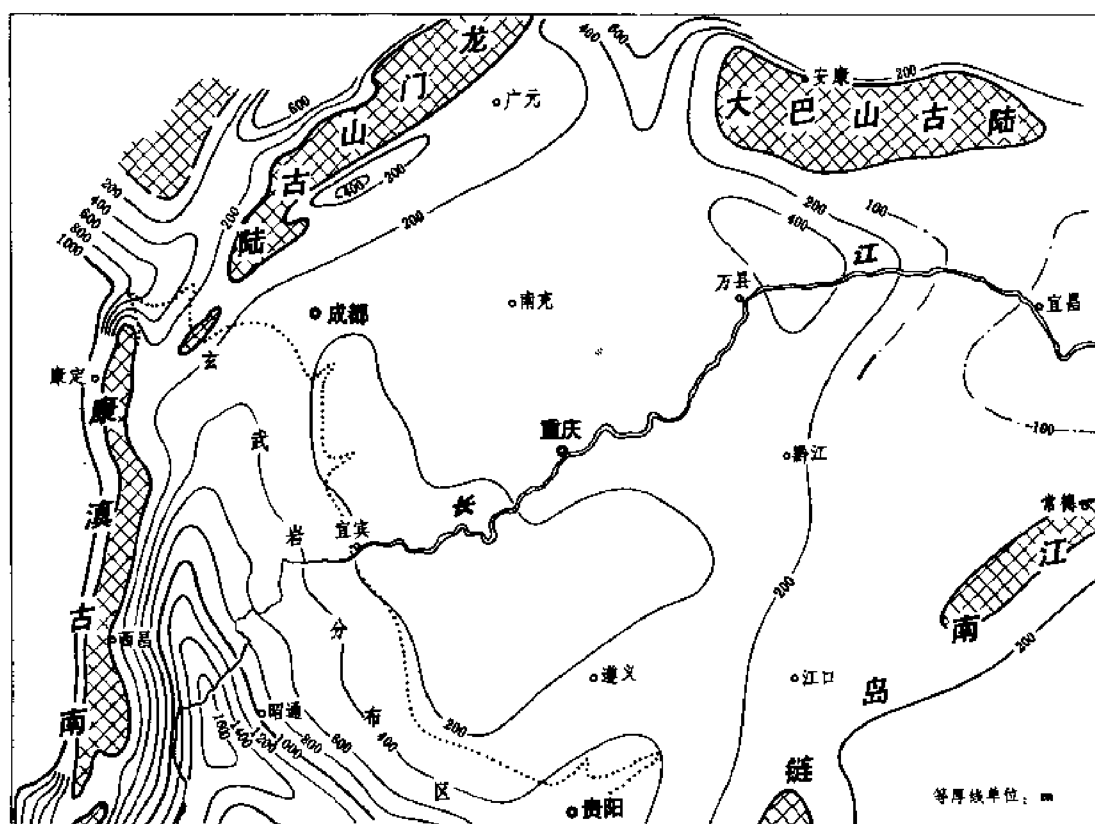



图3－20 四川盆地上二叠统等厚图

二叠系是四川重要的区域性产气层，有良好的生储盖层条件。下二叠统碳酸盐岩具有自生自储特点，紧覆其上的上二叠统龙潭组含煤地层是它的盖层，生储盖层分布稳定，是川东南地区的主力产气层。上二叠统长兴组是另一个碳酸盐岩产气层系，除了它自身具有生气条件以外，还可能有来自龙潭组的煤成气，三叠系飞仙关组泥质岩是它的直接盖层，纵向上形成独自的生储盖层组合，并与上下含气层系隔开。尤其值得一提的是近年来在川东地区长兴组已发现生物礁型气藏，储集层孔洞发育、厚度大、单井产量高。

8. 三叠系

三叠系在盆地边缘多已暴露地表，此外在华蓥山、威远及川东南地区的一些高陡背斜轴部亦有出露。在盆地中部及南部一般埋深 500 ~ 2000 米，川西拗陷区埋深达 3000 米以上。

三叠系分为上、中、下统，中下统主要是海相碳酸盐岩，上统主要是海陆过渡相的碎屑岩沉积。下三叠统分为飞仙关组、嘉陵江组；中三叠统为雷口坡组（巴东组）；上三叠统分为垮洪洞组、小塘子组和须家河组（旧称香溪群）。

下三叠统与下伏的上二叠统在盆地内普遍为连续沉积，仅在局部地区呈假整合接触。中、下三叠统间为整合过渡关系，中、上三叠统之间为明显的假整合接触。上三叠统与上覆侏罗系一般为假整合接触，但在龙门山前缘两者之间有角度不整合。

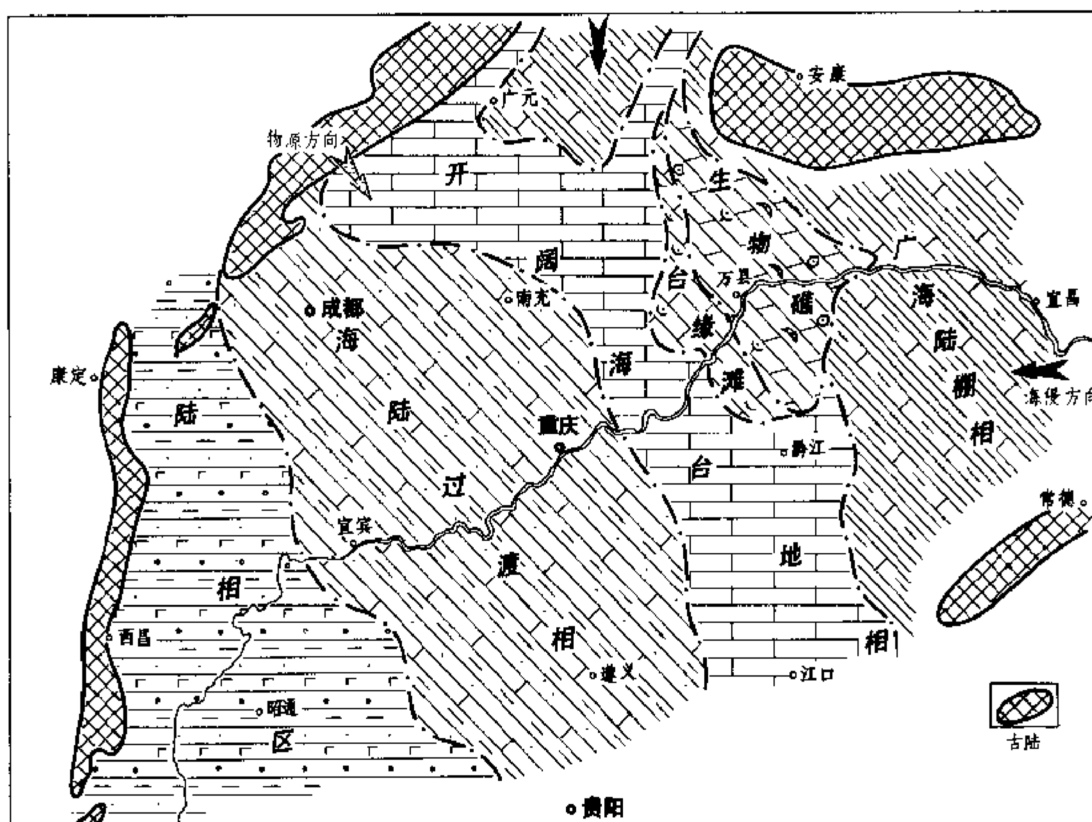



图 3－21　四川盆地晚二叠世沉积相图

下三叠统

飞仙关组　为一套暗紫红色泥页岩，紫灰、灰绿色泥灰岩与灰至深灰色石灰岩、鲕状灰岩间互层。一般可以分为四段，一、三段以石灰岩、泥灰岩为主，夹少量泥岩；二、四段以紫红色泥页岩、砂质泥岩为主，夹泥灰岩、生物灰岩。生物以瓣鳃类为主，有 *Claraia wangi*、*C. hunanica*, *C. clarai*, *C. stachei*, *C. aurita*, *Eumorphotis telleri*, *E. beneckei*, *E. venetiana* 等；此外还有腹足类、腕足类、有孔虫、菊石、藻及苔藓虫等。在南充、重庆、泸州一线以西砂质逐渐增多，石灰岩减少；以东砂质逐渐减少，石灰岩增多。自西向东厚度有增大的趋势，一般厚 400 ~ 600 米，最厚可达 1000 米（图 3-22）。

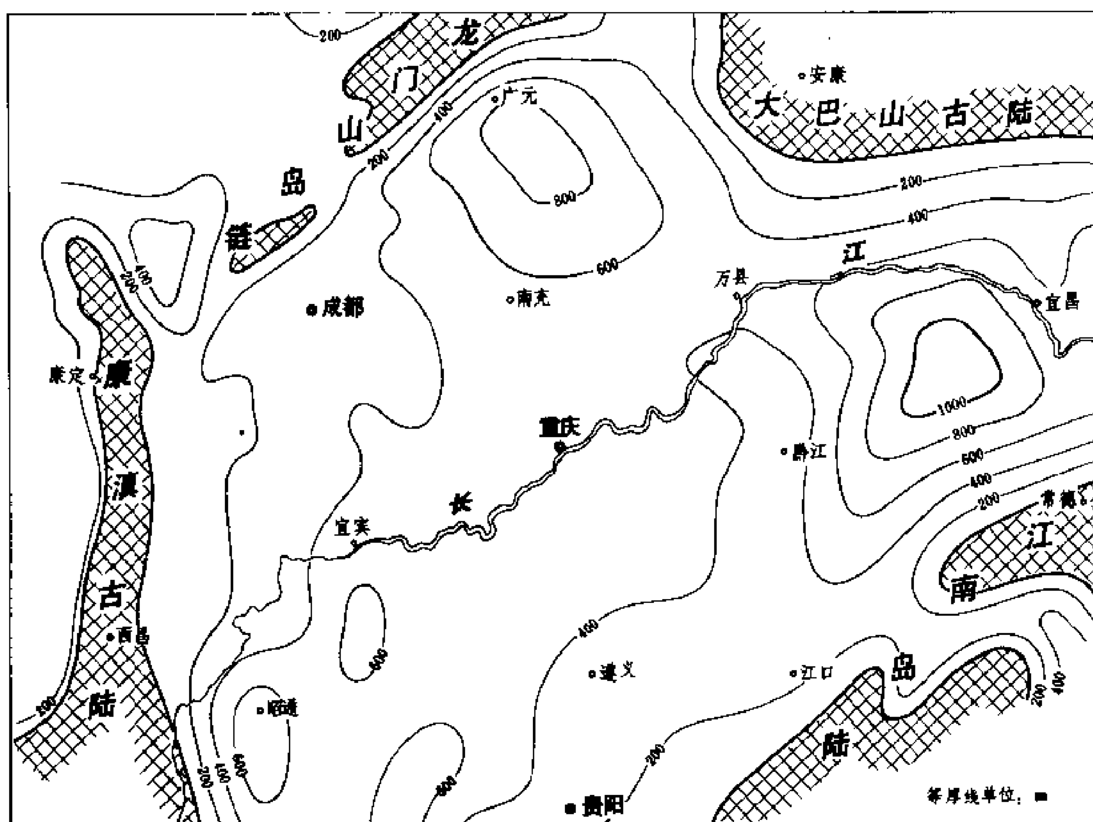



图 3-22　四川盆地下三叠统飞仙关组等厚图

嘉陵江组　以碳酸盐岩沉积为主，区内均可分为五段。嘉一段为浅灰至深灰色薄至中层石灰岩，夹少量泥灰岩、鲕状灰岩及生物灰岩；嘉二段为灰、深灰色薄至中厚层白云岩与硬石膏互层，夹石灰岩，局部有蓝灰色泥岩；嘉三段为灰、深灰色中厚层灰岩夹白云质灰岩及白云岩；嘉四段为厚层硬石膏夹岩盐及灰褐、灰色白云岩、石灰岩；嘉五段为深灰带褐色石膏质白云岩、鲕状灰岩夹硬石膏层。含生物化石丰富，尤以嘉一、三段最发育，以瓣鳃类为主，有 *Eumorphotis inaequicostata*, *E. hinnitidea*, *E. telleri*, *E. aueri*, *E. tenuistriata*, *Claraia griesbachi*, *C. stachei*, *C. painkhandana* 等，此外还有菊石、有孔虫、牙形石等。

一般厚 400 ～ 600 米(图 3－23)。

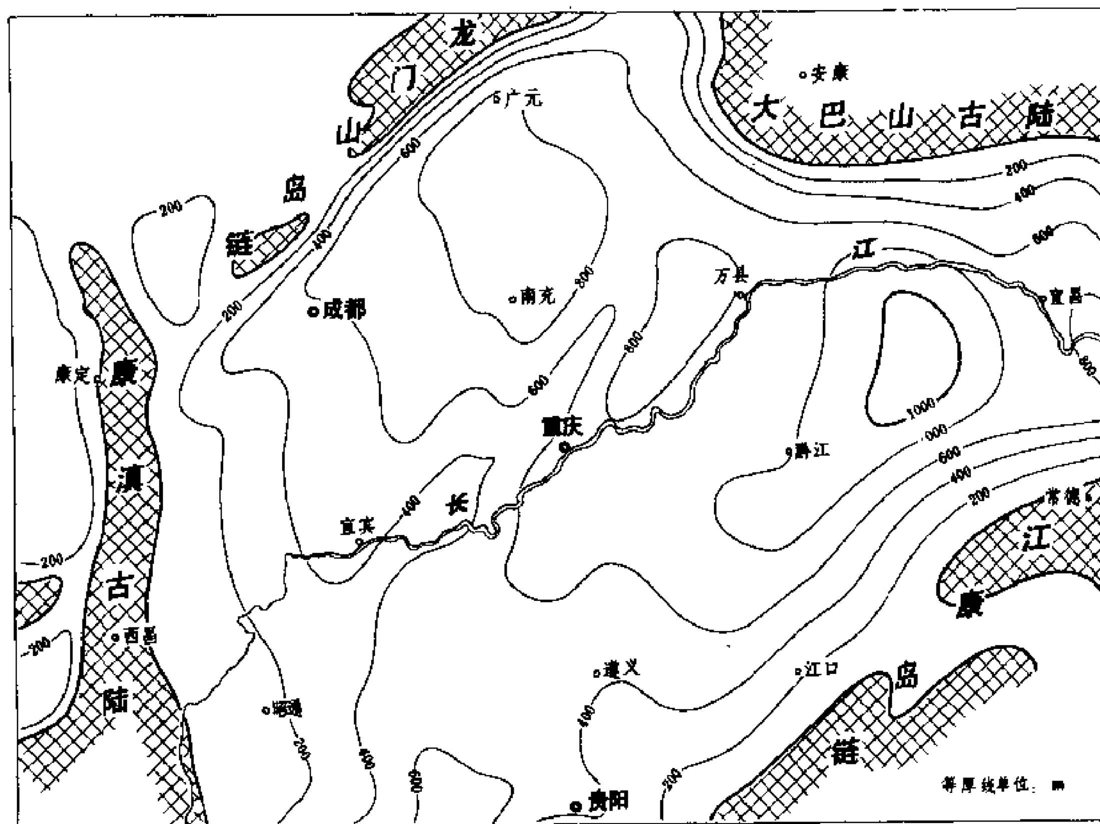



图 3－23 四川盆地下三叠统嘉陵江组等厚图

## 中三叠统

雷口坡组 为一套石灰岩、白云岩夹泥页岩及石膏层，一般可分为五段。雷一段为灰、深灰色薄至中厚层泥质白云岩、白云岩夹页岩、硬石膏，底部有一层“硅钙硼石”，俗称“绿豆岩”，区域上分布稳定，并以它作为中、下三叠统分界的标志层；雷二段为灰色泥质白云岩与硬石膏互层；雷三段为深灰色薄层至厚层石灰岩与岩盐层夹硬石膏，有时石灰岩侧变为白云岩，针孔发育；雷四段为浅灰、黄灰色白云岩夹薄层硬石膏及少量泥灰岩、泥岩；雷五段为乳白、浅灰色中厚层至块状灰岩，局部具鲕状及生物碎屑结构，在川西北称“天井山灰岩”。雷口坡组在梁平、涪陵一线以东渐变为紫红、灰绿色泥页岩、粉砂岩与灰、深灰色石灰岩、泥灰岩交互层，称巴东组。所含生物化石主要有瓣鳃类 *Eumorphotis illyrica*, *E. subillyrica*, *E. hupehica*, *Myophoria goldfussi*, *M. ovata*, *M. radiata* 及菊石、腕足、有孔虫等。

雷口坡组在区内遭受不同程度的剥蚀，大部分地区保存不全。泸州、江津一带全被剥掉，其外围仅有雷一、二段保存，再向外至犍为、桐梓、黔江、万县、南充等地保留有雷三、四段。川西北江油、成都一带有雷五段(天井山灰岩)分布。厚0 ～ 1200 米(图 3－24)。

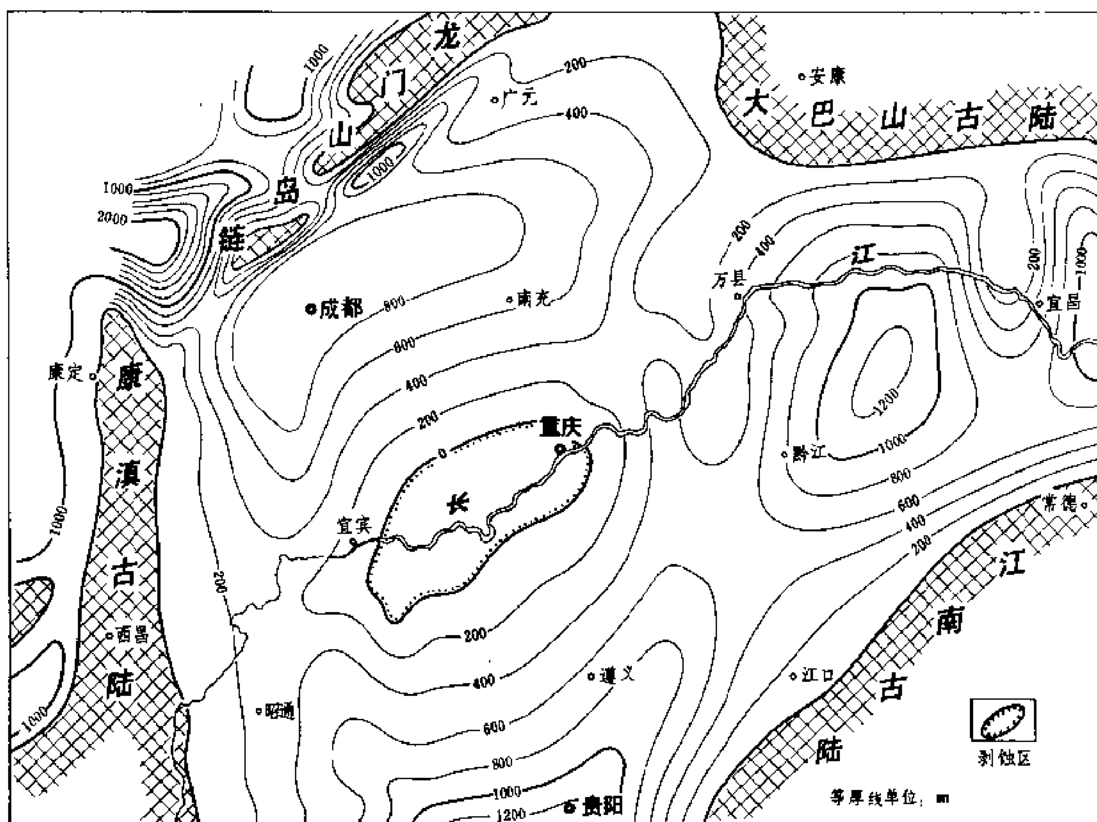



图3－24 四川盆地中三叠统雷口坡组等厚图

上三叠统

垮洪洞组 灰、黄灰色石英粉砂岩、细砂岩与灰、深灰色页岩、砂质页岩不等厚互层、夹泥灰岩及介壳灰岩。富含生物化石，主要有菊石 *Trachyceras* sp.，*Discotropites* sp.，*Cladiscites* sp.，*Hannaoceras* cf. *henseli*，*Thisbites ankeri*；鹦鹉螺 *Pleuronautilus* sp.，*Enoploceras* cf. *gondryi*；瓣鳃类 *Plagiostoma subpunctatum*，*Halobia rugosa* 及海百合、腕足、腹足、有孔虫等。该组分布范围较小，局限在峨眉、成都至江油一带，区内其他地区缺失，厚50～200米（图3－25）。

小塘子组（原称须一段） 灰、灰白色薄至中厚层石英细砂岩、粉砂岩、夹泥质粉砂岩砂质页岩、碳质页岩及煤层。富含生物，以瓣鳃类为主，有 *Burmesia lirata*，*Myophoriopis* cf. *latedorsata*，*M*. *guizhouensis*，*M*. *quadrata*，*Myophoria* (*Costatoria*) *separata* 及少量腕足、介形虫等和植物化石。该组分布范围较广，沉积中心在大邑、彭县附近，向东超覆于雷口坡组及嘉陵江组之上，厚度明显减薄，一般厚 50～ 400 米（图3－26）。

须家河组（原称须二—须四段） 为黑、灰黑色页岩、泥岩、碳质页岩与浅灰色厚层至块状长石石英砂岩、粉砂岩互层，夹薄煤层、菱铁矿透镜体及泥灰岩，有时底部见粗粒含砾石英砂岩。富含植物化石，常见的有 *Neocalamites carrerei*，*N*. *carcinoides*，*Clathropteris meniscioides*，*Pterophyllum* *Equisetites* *sarrani*，*Todites* *shensiensis*、*T*. *denticulata*，

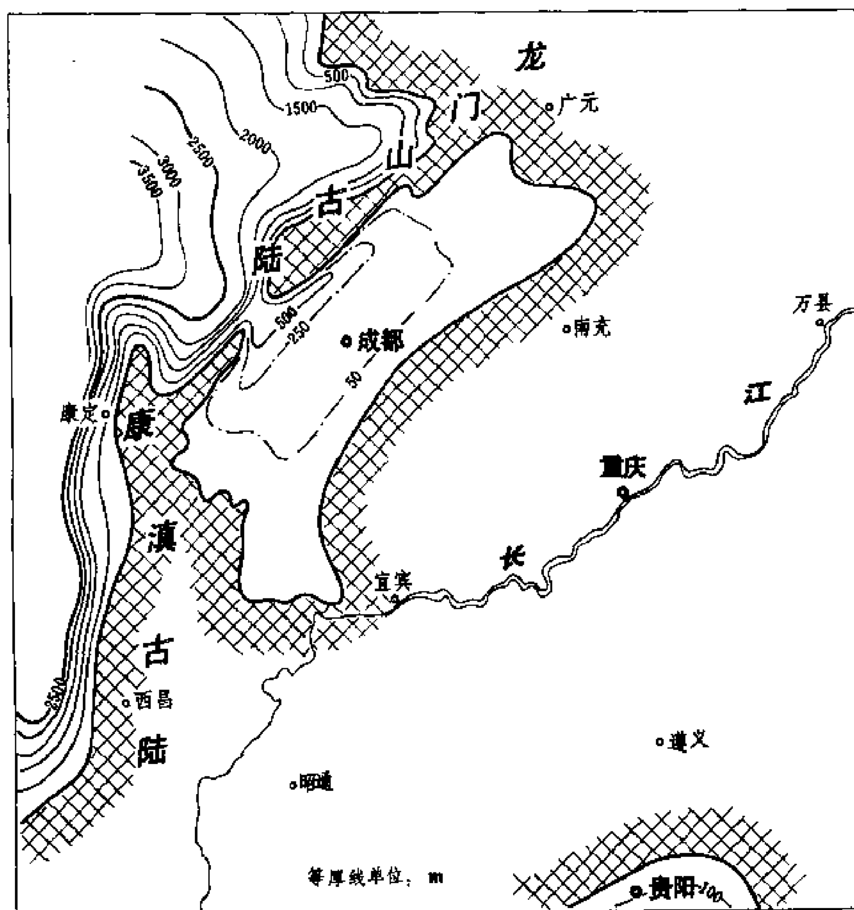



图3－25 四川盆地上三叠统垮洪洞组等厚图

*Anomozamites loczyi*, *Baiera guilhaumati* 等。该组在区内广泛分布，由西向东厚度减薄，厚300～2000米（图3－27）。

早三叠世的海盆面貌基本上继承了晚二叠世的特点，不同的是西侧龙门山链状岛弧有所扩展，康滇古陆上升幅度大，剥蚀作用明显，成为陆源碎屑物主要供给区。而东侧江南古陆活动相对比较稳定，海盆东深西浅。

早三叠世初期沉积的飞仙关组，沿康滇古陆东缘峨边、雷波一带属陆相平原河流沉积，为紫红、暗紫色中至细粒岩屑砂岩夹细砾岩，具交错层及波痕，未见生物（图3－28）。江油、宜宾一带属海陆过渡相，为紫红、灰色泥页岩、粉砂岩夹鲕粒灰岩，具交错层、冲刷面、虫迹、波痕等，含瓣鳃、腹足、有孔虫、蓝绿藻及介形虫等生物。绵阳、内江一带属局限海台地相，为暗紫、深灰色局部灰绿色泥页岩夹砂质泥岩、鲕粒灰岩，含瓣鳃、腹足、有孔虫、蓝绿藻等生物化石。至重庆、万县后进入开阔海台地相，为灰紫、紫红、灰色页岩及石灰岩，此外在华蓥山至方斗山间出现有比较发育的浅滩鲕粒灰岩。含菊石、瓣鳃、棘皮、腹足等生物。继续向东至恩施等地，过渡到广海陆棚沉积，为黄灰、浅灰色（局部黑灰色）薄板状泥纹灰岩、含泥质条带灰岩，底部有页岩。含菊石、棘皮、瓣鳃、腕足等生物化石。

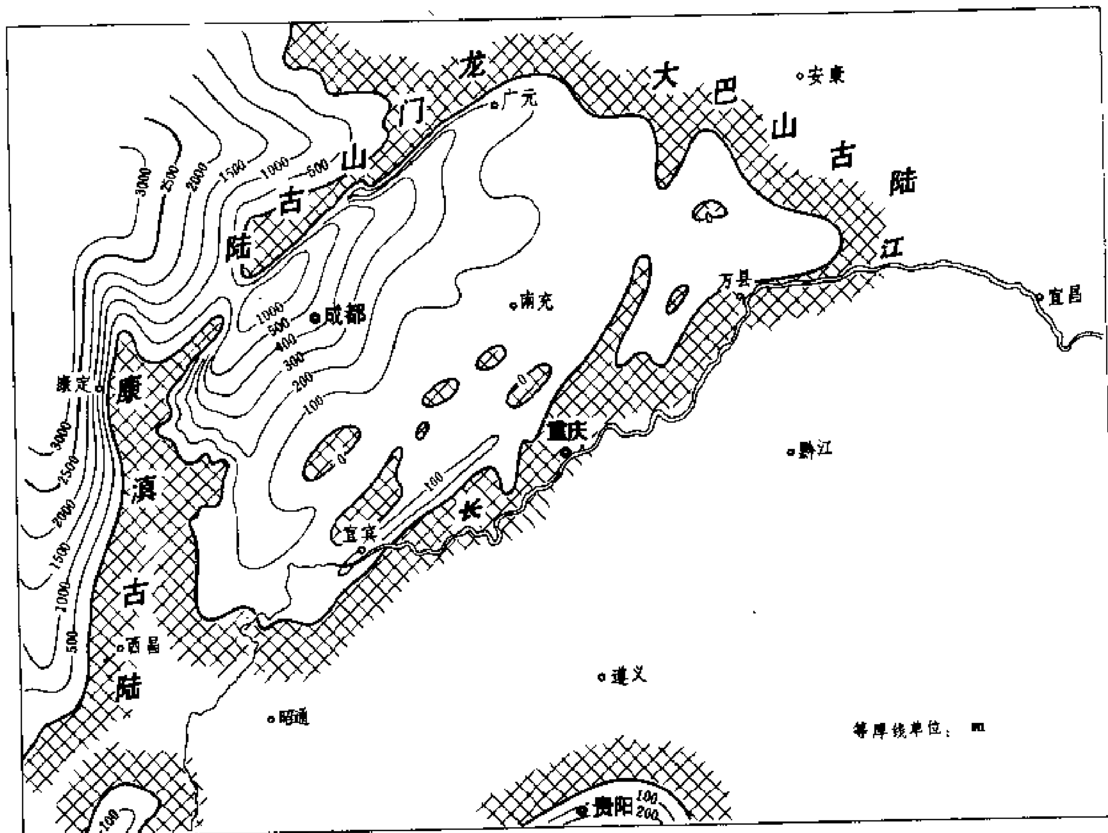



图3－26　四川盆地上三叠统小塘子组（须一段）等厚图

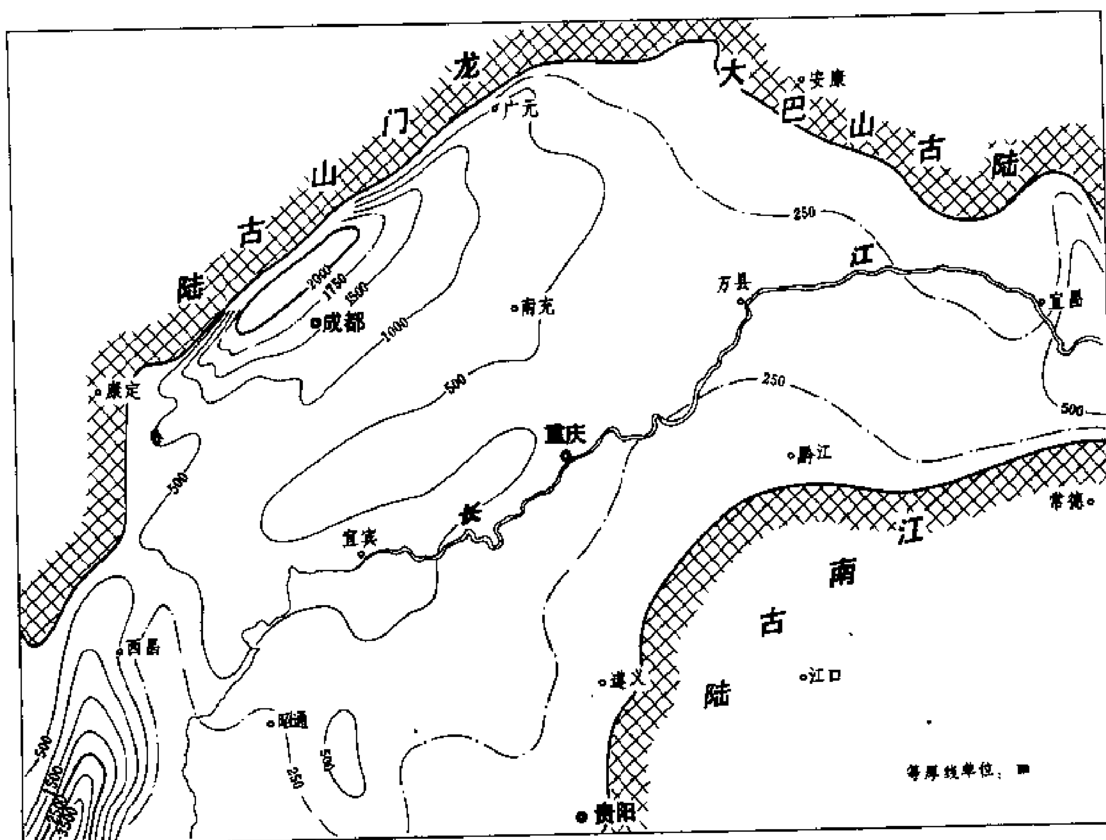



图3－27　四川盆地上三叠统须家河组（须二—须四段）等厚图

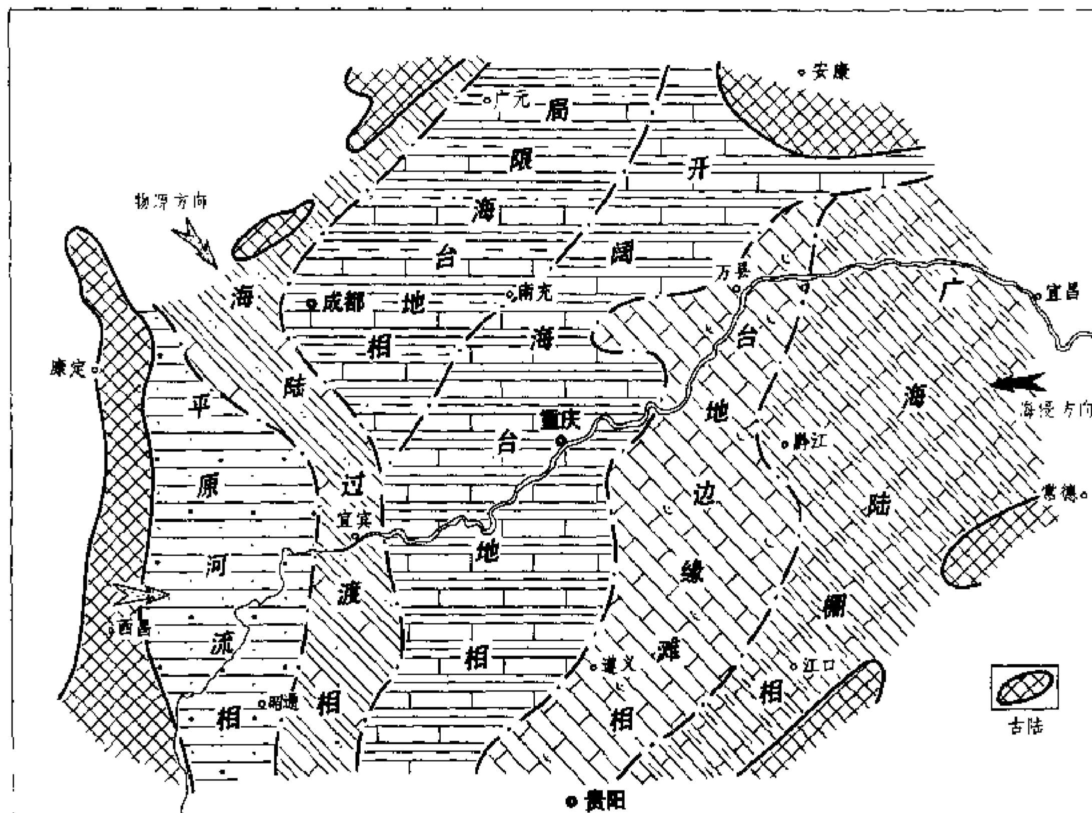



图3－28 四川盆地早三叠世飞仙关期沉积相图

晚期(嘉陵江期）海盆环境继续保持东深西浅特点。但这时海盆内部断裂活动有所加强，水下隆起形成层层屏障，使海底地貌受到分割，水流受到阻挡逐步形成半封闭环境。除康滇、龙门山古陆前缘江油、雅安、雷波一带为紫红、灰紫至灰色粉晶灰岩、白云岩、泥页岩夹砂岩、粒屑灰岩，属海陆过渡相沉积外，盆地内绝大部分沉积的是石灰岩、白云岩和硬石膏、岩盐。纵向上形成了两套由石灰岩—白云岩—硬石膏、岩盐组成的沉积旋回。在成都、旺苍一带属局限海台地相(图3－29)，为浅灰至深灰色粉晶灰岩、泥灰岩与白云岩互层夹硬石膏，含瓣鳃、有孔虫、腕足、菊石、棘皮等生物化石；南充、龙女寺地区属蒸发台地硬石膏含盐相，环境较封闭。川东南及鄂西一带已进入开阔海台地，为灰色粉晶灰岩夹白云岩、石膏。泸州、梁平等地还出现一些台内浅滩，岩性为亮晶鲕粒生物碎屑灰岩、白云岩。

到中三叠世(雷口坡期)，海盆面貌发生了一次深刻变化，这主要是由于江南古陆不断向西北方向扩展而引起的。相对而言，西侧的康滇古陆变得平静下来，与早三叠世相反，海盆环境西深东浅，大量的陆源碎屑从东侧进入海盆，江南古陆成为雷口坡组沉积的主要物源区。在川东、湘鄂西地区为海陆过渡相，沉积了紫红、灰紫及灰色泥岩、砂泥岩夹泥灰岩，含瓣鳃、腹足类及植物化石。由川中到川西广大地区则仍然保持嘉陵江期的沉积特点，属局限海台地相(图3－30)，为浅灰至灰色粉晶灰岩、灰质白云岩夹硬石膏及岩盐，海盆呈封闭到半封闭状态。龙门山前缘江油一带情况比较特殊，由于龙门山岛链的存在，一方面通过

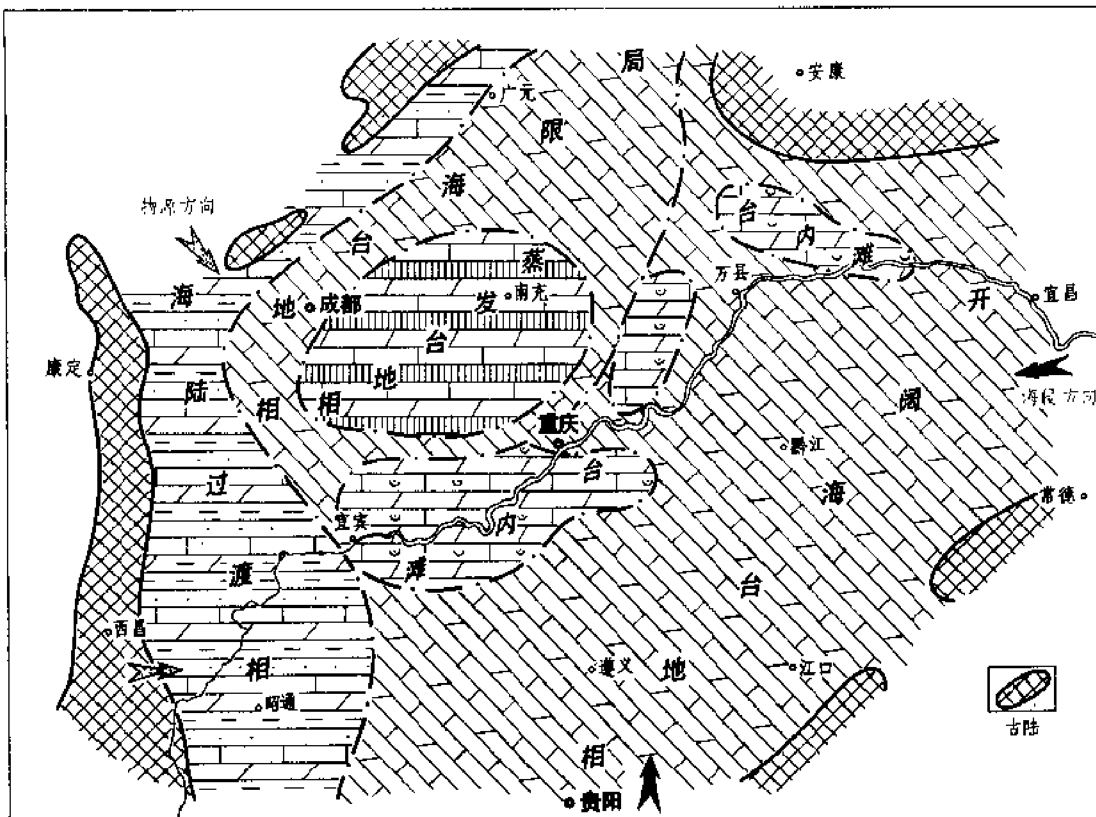



图 3-29 四川盆地早三叠世嘉陵江期沉积相图

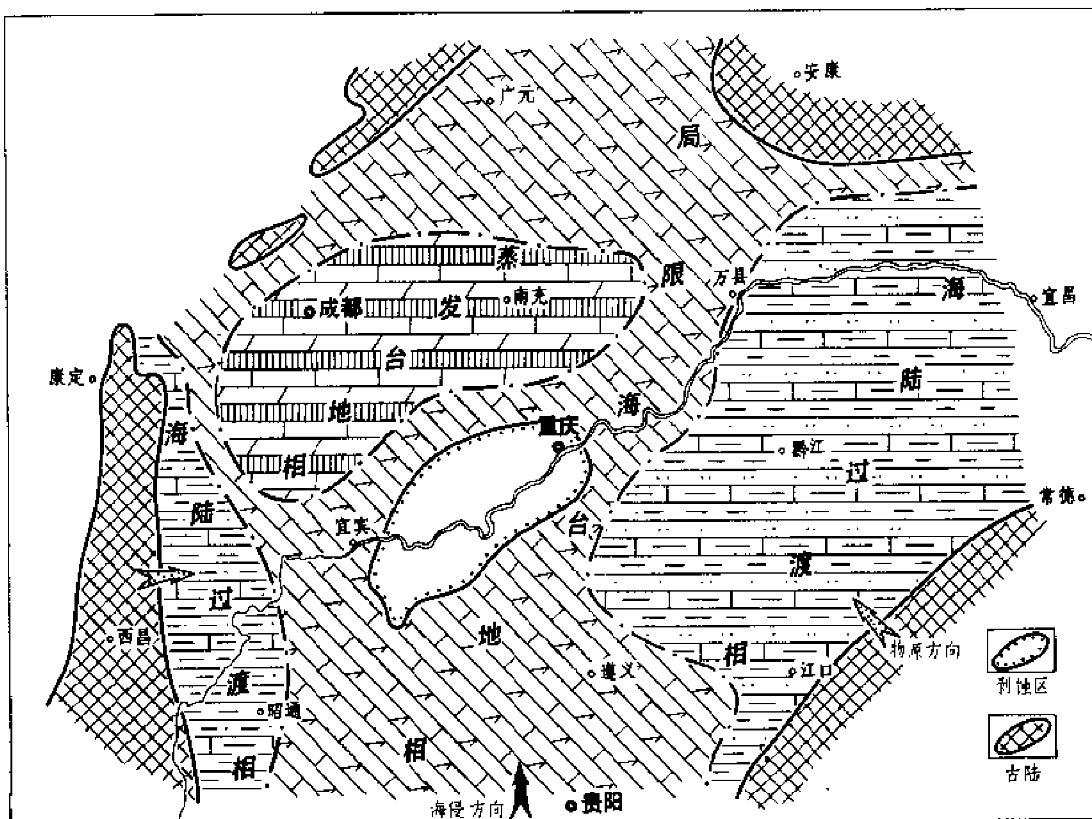



图 3-30 四川盆地中三叠世雷口坡期沉积相图

水道与西侧的地槽海水相连，而同时岛链对水流的活动又起着限制作用，使这一带环境变浅，形成浅滩相富藻白云岩。另外，在天井山隆起两侧和川西拗陷区沉积有较厚的雷口坡组上部地层——“天井山灰岩”。

中三叠世末，伴随着印支运动的发生，上扬子海盆结束了大规模的海侵活动。在经过一段较长时期的剥蚀以后，四川盆地仍然保持着东高西低的古地貌特征，随之进入了以内陆湖盆为主的发展阶段。

晚三叠世开始，地壳再度下沉接受沉积，由于受西侧地槽海影响，最初仍有少量海水通过康滇古陆与龙门山古陆间的缺口进入盆地西部（参见图3－25），在不大的范围内沉积了一套浅海相的暗色页岩、泥砂岩、粉砂岩和泥灰岩（垮洪洞组），当时广大东部地区地势较高，未接受沉积。到小塘子组（原须一段）沉积时，沉降中心在灌县一带，海侵规模曾一度有所扩大，向东超覆到宜宾、南充、万县一带（参见图3－26），以海相碎屑岩为主夹部分陆相沉积，为暗色泥页岩夹粉砂岩、细砂岩及少量煤层。生物除有正常海的海燕蛤、缅甸蛤、褶翅蛤外，还有半咸水的蚌形蛤和少量植物，具有海陆过渡相的沉积特点。

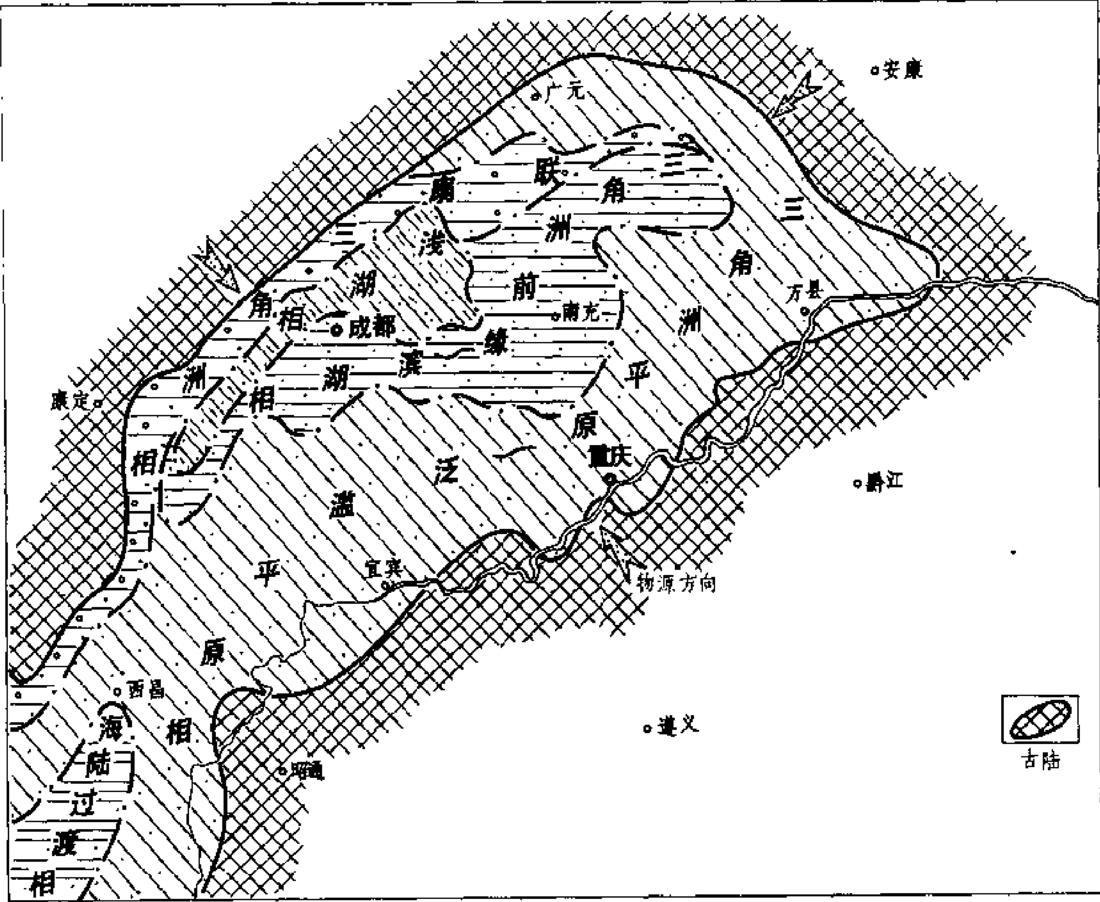



图3－31 四川盆地晚三叠世须二“香二”期沉积相图

以后，西侧地槽海海水后撤，盆地内部从此与外海隔绝，一个以四川盆地为中心的大型内陆湖盆逐渐形成，开始接受主要由厚层砂岩和泥页岩、粉砂岩夹煤层相间组成的须家河组沉积。早期的沉积具有自西向东超覆的特点，呈东缓西陡不对称状（见图3－27），岩性和厚度侧向变化都很大，加上晚印支运动地壳回返，上部地层遭受不同程度的剥蚀，因此，在地层划分和对比上还没有达到统一的认识。总之，晚三叠世是上扬子区由浅海台地转变为内陆湖盆的一个重要时期。这一转变是在原有海盆基础上，因西侧地槽海的退却而逐步完成的，它的范围远远超过了现今的四川盆地边界。

须家河组在纵向上的旋回性明显，据研究，以厚层块状砂岩为主组成的须二段、须四段主要属三角洲—浅湖相沉积。以暗色泥质岩与粉砂岩、薄煤层相间组成的须三段（“香三段”与之相当）主要属湖泊—沼泽相沉积。现以须二“香二”期和“香三”期沉积相为例，对其横向变化简述如下。须二“香二”期主要是一套砂岩。在康滇、龙门山、摩天岭古陆前缘，由于地形较陡，从物源区随河流携带出了大量粗碎屑物质，组成了联扇三角洲相沉积（图3－31）。盆地东部万县、重庆、宜宾一带地势低平，为三角洲平原—泛滥平原相，砂岩颗粒较细，沉积物主要来自东侧的江南古陆。盆地中、西部南充、成都一带，多为中至细粒长石石英砂岩或岩屑石英砂岩，分选好，粒度韵律不明显，反映沉积物搬运距离较远，进入了

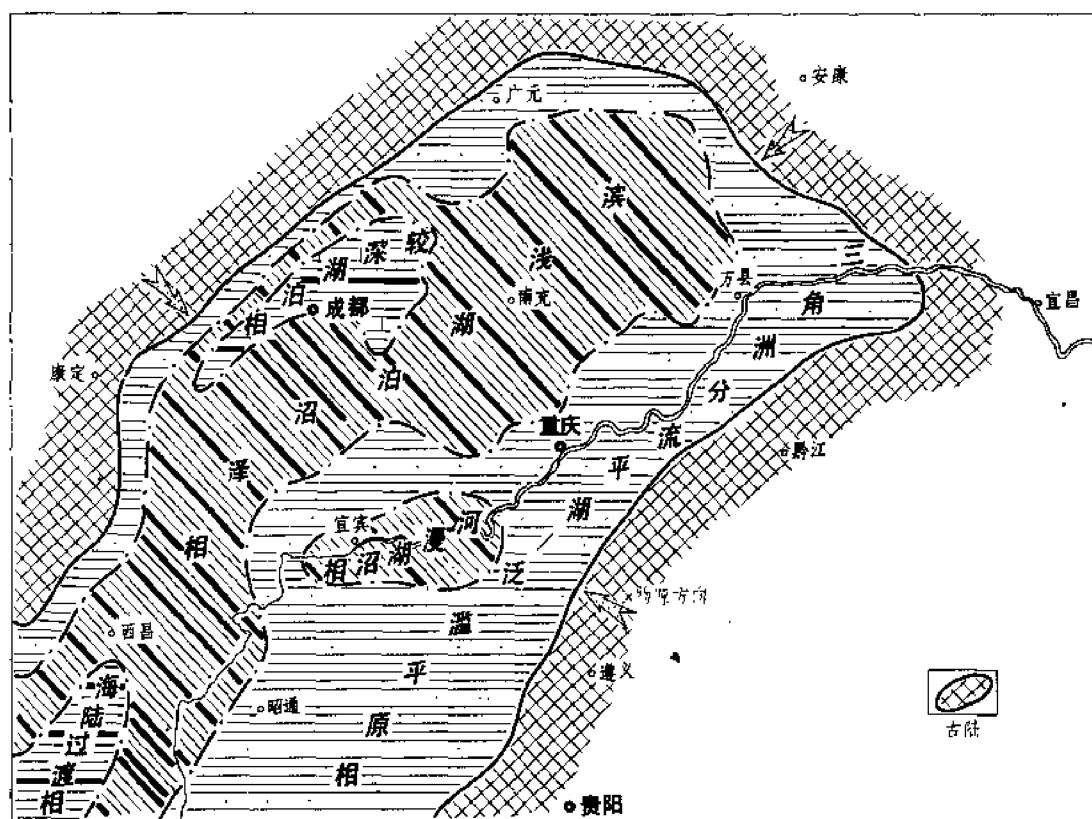



图3－32 四川盆地晚三叠世“香三”期沉积相图

较为稳定的三角洲前缘—滨湖相环境。"香三期"是湖盆相对平静时期，以泥质岩为主的沉积物含有较丰富的有机质，并夹有薄层泥灰岩和煤层。在环绕湖盆的古陆前缘广元、万县、重庆一带，为三角洲分流平原—泛滥平原相（图3－32）。到绵阳、达县、宜宾等地已进入滨浅湖泊沼泽相，邛崃、成都一带处于湖盆中心，为较深的湖泊相区。往南至盐边等地由于受滇西海的影响，出现了一套海陆过渡相的沉积。

三叠系是四川当前被证实的油气层数目最多的一个层系。从飞仙关组开始，到嘉陵江组、雷口坡组、须家河组都有工业油气流产出，其中飞仙关组、嘉陵江组是川东南的主要产气层，雷口坡组、须家河组是川西到川中的主要产气层。每一个含油气层组都具有自已的生储盖组合特点，如飞仙关组为碳酸盐岩和泥质岩组合；嘉陵江组、雷口坡组为碳酸盐岩与石膏、岩盐组合；须家河组为砂岩与泥质岩组合。这些岩性条件各异，生储层类型多样的含油气层组在纵向上还可划分出次一级旋回组合，形成多产层。

9.侏罗系

侏罗系主要为红色碎屑岩；在四川盆地广泛出露，四川红色盆地因此而得名。在盆地西北部成都、绵阳至苍溪一带，多埋藏地腹，埋藏深度约1000～3000米。中部简阳、南充一带，蓬莱镇组、遂宁组逐渐出露，在盆地东南部沙溪庙组、自流井群已多暴露地表。

侏罗系分为中下统自流井群，中统沙溪庙组、遂宁组，上统蓬莱镇组。

中下侏罗统自流井群与下伏上三叠统须家河组普遍为假整合接触，在川西北局部地区有不整合现象。中统与中下侏罗统之间一般为整合关系，有时呈假整合接触；中、上侏罗统为连续沉积。上侏罗统与上覆白垩系普遍为假整合接触。

中下侏罗统

自流井群　一般可分五段，即珍珠冲段、东岳庙段、马鞍山段、大安寨段和凉高山段。珍珠冲段为紫红色泥岩夹薄层灰色石英砂岩，向盆地边缘砂质增多，有时见薄煤层；东岳庙段为黑色、灰绿色页岩夹灰色泥灰岩及生物灰岩，富含淡水双壳类；马鞍山段由紫红色泥岩夹浅灰、灰色薄层粉砂岩组成；大安寨段为灰色介壳灰岩与深灰、灰黑色页岩互层，中下部及顶部常为紫红色泥岩夹泥灰岩；凉高山段为深灰、灰黑色页岩、灰色石英砂岩及灰绿、紫红色泥岩互层，有时夹薄层介壳灰岩及介屑粉砂岩。

自流井群在盆地内部各段岩性均较稳定，向盆地边缘砂质增多，常侧变为碎屑岩及粘土岩，分段界线已不清楚。在川西北一带砾岩、粗至中粒砂岩发育，中下部侧变为黄绿、灰色石英砂岩、泥页岩互层夹薄煤层，底部具石英质砾岩，称白田坝组；上部侧变为灰绿、紫红夹黑色的杂色泥岩、砂岩、砾岩互层，夹泥灰岩及介壳灰岩透镜体，底具石英质砾岩，称千佛崖组。富含植物、孢粉及淡水双壳类、腹足、介形虫等。沉积厚度在达县、万县一带最大，往盆地四周逐渐减薄，厚200～900米（图3－33）。

中侏罗统

沙溪庙组　一般分为下沙溪庙组和上沙溪庙组。下沙溪庙组为紫红、灰紫色泥岩、砂质泥岩夹绿灰色泥质粉砂岩、细砂岩，底部常见一层块状中粒长石石英砂岩；上沙溪庙组为紫红、暗紫色泥岩、砂质泥岩与紫灰、浅灰色长石石英砂岩略等厚互层，底部的灰绿、灰黑色页岩，富含叶肢介化石，与下沙溪庙组分界明显，由于在区域上横向分布稳定，是一良好标志层。

沙溪庙组在盆地内部岩性变化不大，主要生物有淡水双壳类、腹足类、介形虫、恐龙和植物等，著名的合川马门溪龙就产自此层。厚度一般约1200～2000米，最厚可达2800米。

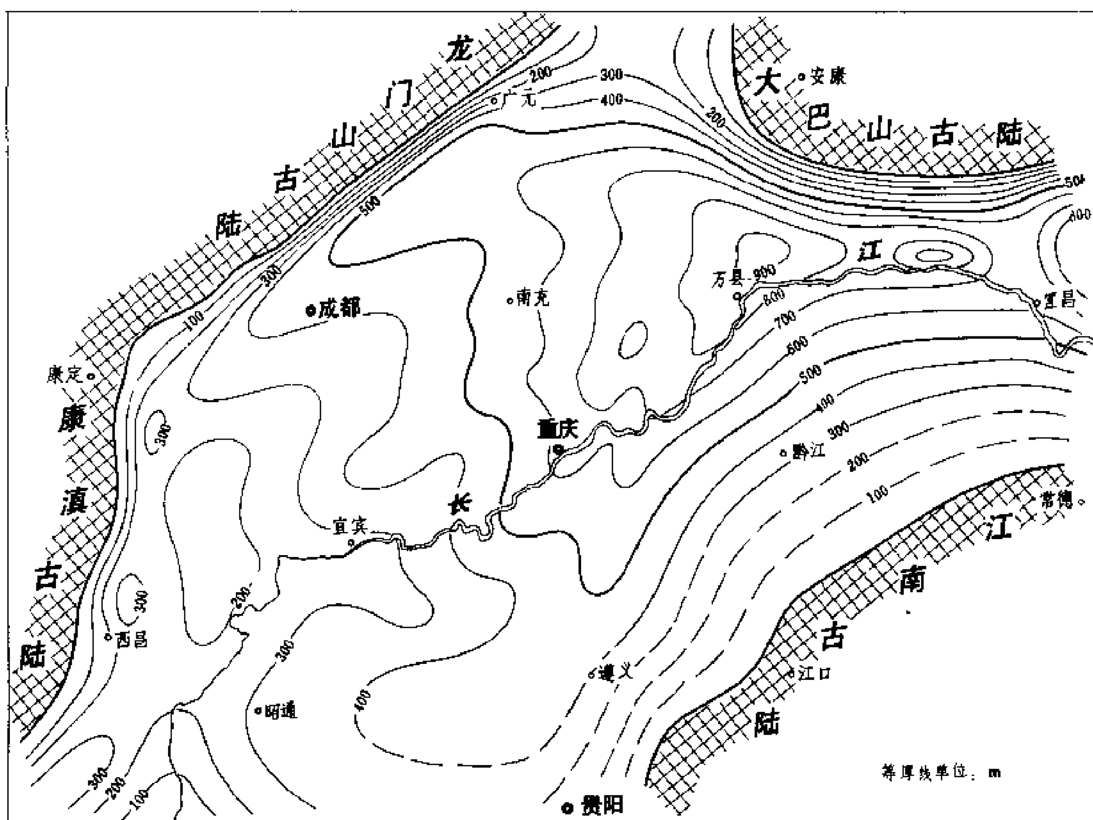



图3－33 四川盆地中下侏罗统自流井群等厚图

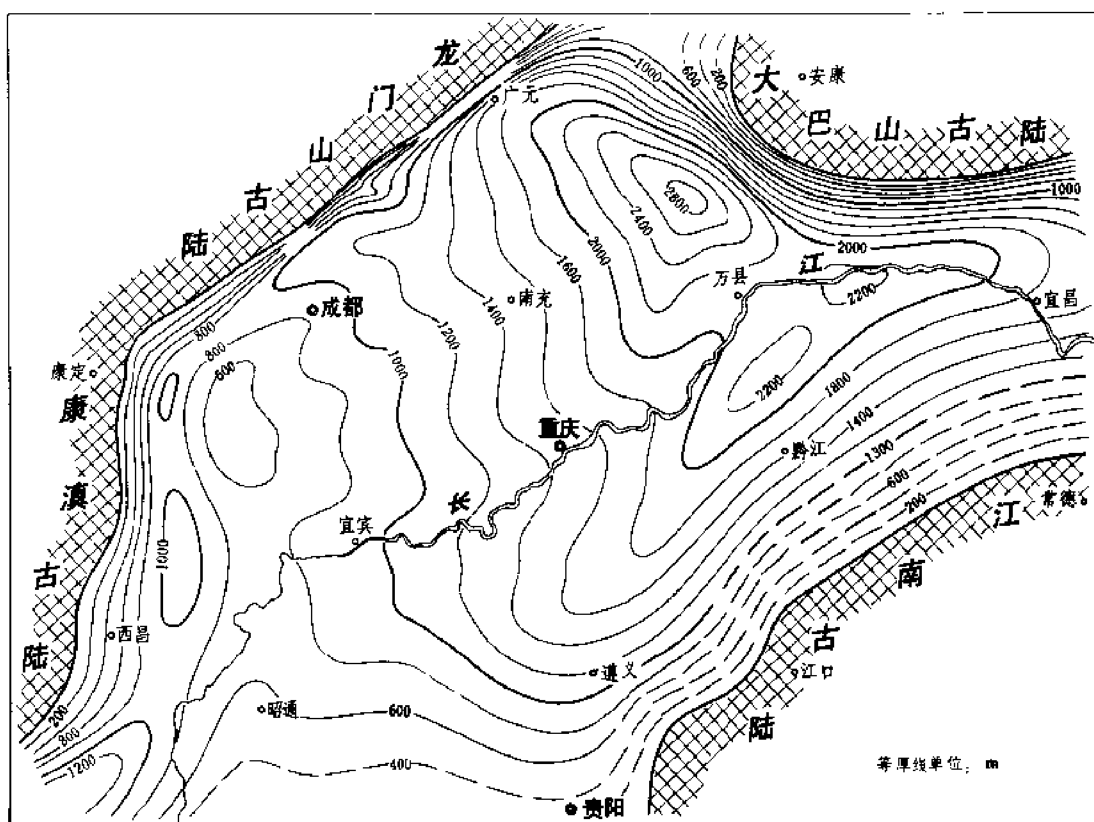



图3－34 四川盆地中侏罗统沙溪庙组等厚图

向盆地边缘逐渐减薄（图 3－34）。

遂宁组　为棕红色泥岩、砂质泥岩夹薄层泥质粉砂岩，向盆地边缘砂质增重，细至粉砂岩层次增多。底部有一层砖红色厚层块状砂岩，区域上分布稳定，可作标志层。含生物稀少，有淡水双壳类及介形虫等。该组厚度变化较小，一般厚 300～ 500 米。

上侏罗统

蓬莱镇组　为黄灰、灰色块状粉砂岩、细粒长石石英砂岩与棕紫色泥岩互层，在遂宁向西至龙泉山、乐山一带，中上部出现暗色页岩及泥灰岩或石灰岩，如苍山页岩、景福院页岩、李都市灰岩、骡子坡灰岩都是重要的制图标准层。生物有介形虫、轮藻及硅化木等。顶部有侵蚀现象，宜宾、泸州一带剥蚀最剧，残厚仅 200～ 300 米。其余地区保留较多，残厚约 600～ 1000 余米（图 3－35）。

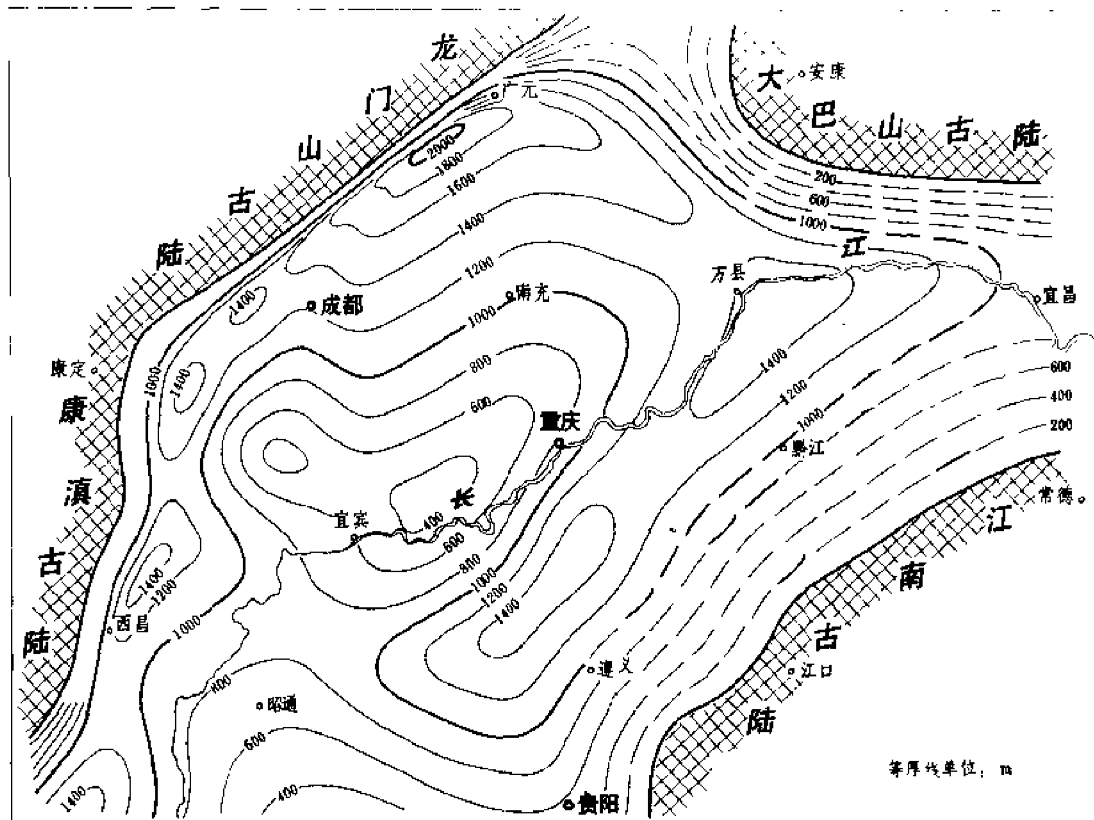



图 3－35　四川盆地中上侏罗统遂宁组、蓬莱镇组等厚图

侏罗系为一套红色沉积建造，说明当时的气候朝着干燥炎热环境转变。

早中侏罗世（自流井群），环境比较安定，除了盆地边缘为滨湖—河流相的紫红色泥岩和砂岩、泥灰岩团块沉积外，在湖盆的中心部位主要由三个沉积旋回相近的一套地层组成。每个旋回一般由紫红色泥岩开始，随后渐变为黑色页岩与介壳灰岩或粉砂岩而结束。沉积相带呈环带状展布，以大安寨期为例（图 3－36），湖盆边缘为河流—滨湖相沉积，如川西

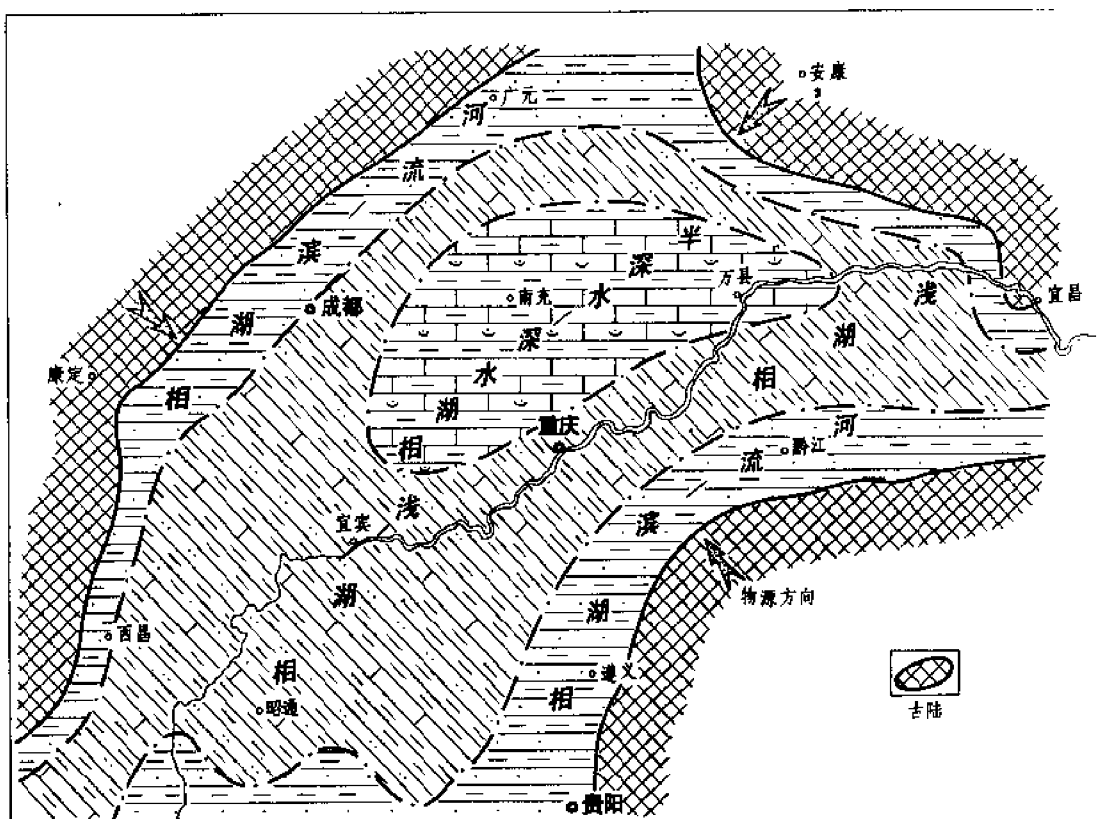



图 3－36 四川盆地早侏罗世大安寨期沉积相图

大邑一带，主要由泥岩、砂岩组成，早期含砾石，富含石灰质，常见灰质团块。向盆地内渐变为浅湖相，在成都、宜宾、重庆一带沉积物变细，以泥岩、粉砂岩为主，夹石灰岩及泥灰岩透镜体。南川、遵义等地偶见薄层介壳灰岩、页岩。进入湖盆中心以后在南充、万县一带主要为深灰色泥岩与石灰岩、泥灰岩、介壳灰岩互层，具水平及波状层纹，有机质丰富，说明是水体较深、平静环境下的沉积，属半深水—深水湖相。

中侏罗世沙溪庙期，地壳活动的不均匀程度增大，早侏罗世大巴山前缘形成的拗陷这时下沉幅度更加明显，反映大巴山古陆持续稳定上升。与此同时，江南古陆也变得活跃起来，成为川东南广大地区的另一个物源供给区，在方斗山以东前缘凹陷中沙溪庙组的厚度可达2200 米。沙溪庙组主要是泛滥平原河流湖泊相沉积（图 3－37），仅在龙门山前缘有发育的冲积扇堆积，扇体以棕红色粗碎屑岩为主，砾岩呈块状，厚 400 米左右。川西南马边、雷波一带为浅湖相，泥岩中钙质普遍增重变成灰质泥岩，并具发育的灰质结核，再向西南过米易后与楚雄湖盆相连。

中侏罗世晚期（遂宁期）环境又趋安定，主要沉积的是棕红色泥岩、砂质泥岩夹粉砂岩薄层，微细层理十分发育。湖盆中心在南充、自贡、雷波一带，属于旱条件下的浅水湖相沉积（图3－38）。向湖盆四周细粉级砂粒大量出现，羽毛状层理及交错层纹增多；还有波痕、

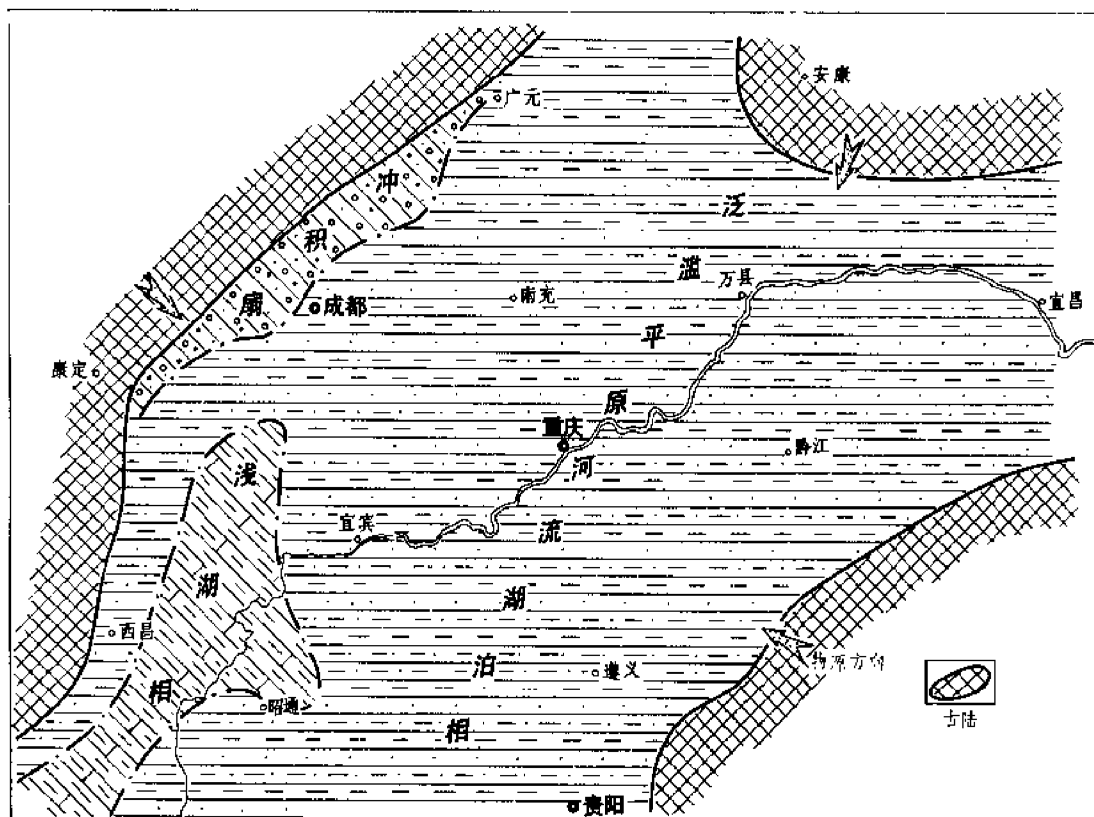



图 3－37 四川盆地中侏罗世沙溪庙期沉积相图

虫孔、干裂等现象，是较典型的河流—滨湖相沉积，仅在大邑、灌县、江油一线为冲积扇堆积，但规模较沙溪庙期为小。

继遂宁组之后，沉积的是晚侏罗世蓬莱镇组。一度安宁的湖盆，这时因周围古陆的再度活跃而变得动荡起来。西北侧龙门山古陆明显上升，在它的前缘沉积了厚达 200～500 米的冲积扇相磨拉石建造，杂色砾岩十分发育，向盆地中心方向砾岩迅速减薄消失。盆地内主要为河流—滨湖相砂岩与泥岩的间互层，在乐山、马边、美姑一带为湖相沉积，以灰质、砂质泥岩为主，夹多层泥灰岩及少许粉砂岩，具微细水平层理及层纹，含淡水蚌及介形虫等生物，再往南与楚雄湖盆相连（图 3－39）。另外在遂宁至龙泉山一带，蓬莱镇期的中晚时期亦多次伴随有湖相沉积，如苍山页岩、景福院页岩、李都市灰岩、骡子坡灰岩等层段，都有一定分布范围。

侏罗系自流井群的东岳庙段、大安寨段、凉高山段和沙溪庙组在盆地中心都具有一定的生储条件，通过钻探证实，川中地区的东岳庙段、大安寨段和凉高山段均是具有独立的生储盖层条件和大面积产油的含油层系。另外，沙溪庙组厚层块状砂岩也具有一定的储集条件，曾在一些砂岩层钻获油流，说明在适宜的条件下可以富集形成小型油藏。

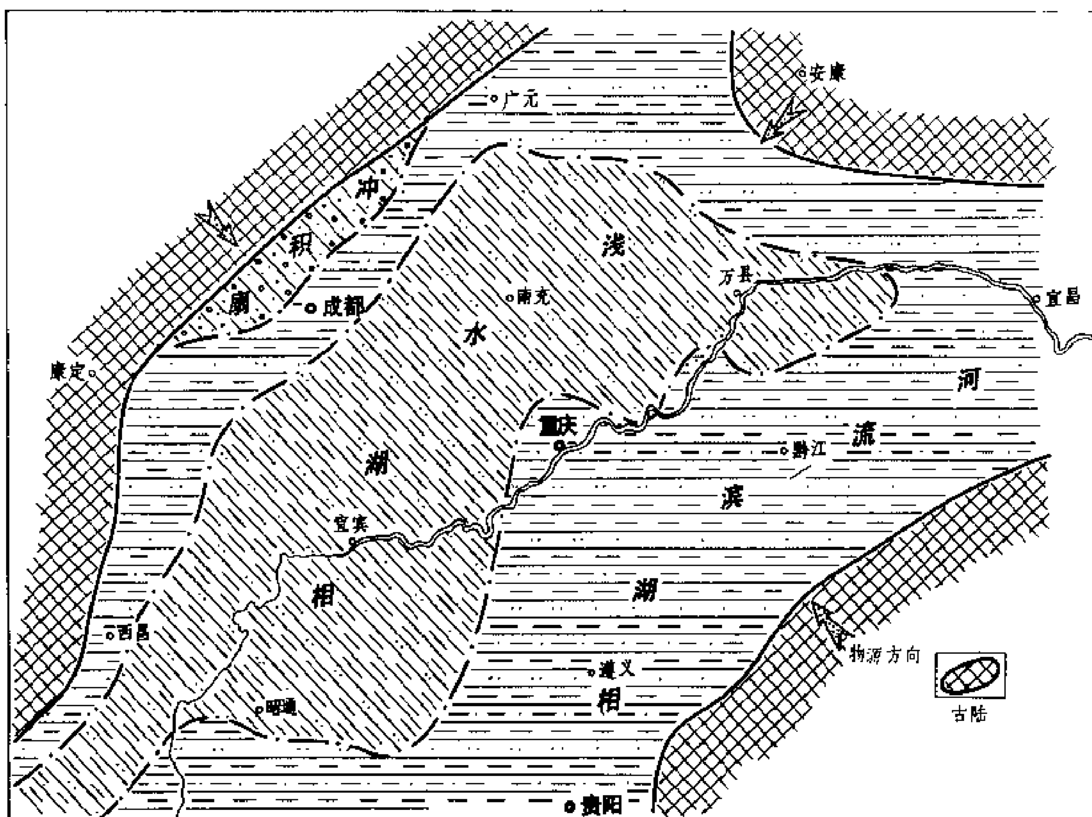



图 3－38 四川盆地中侏罗世遂宁期沉积相图

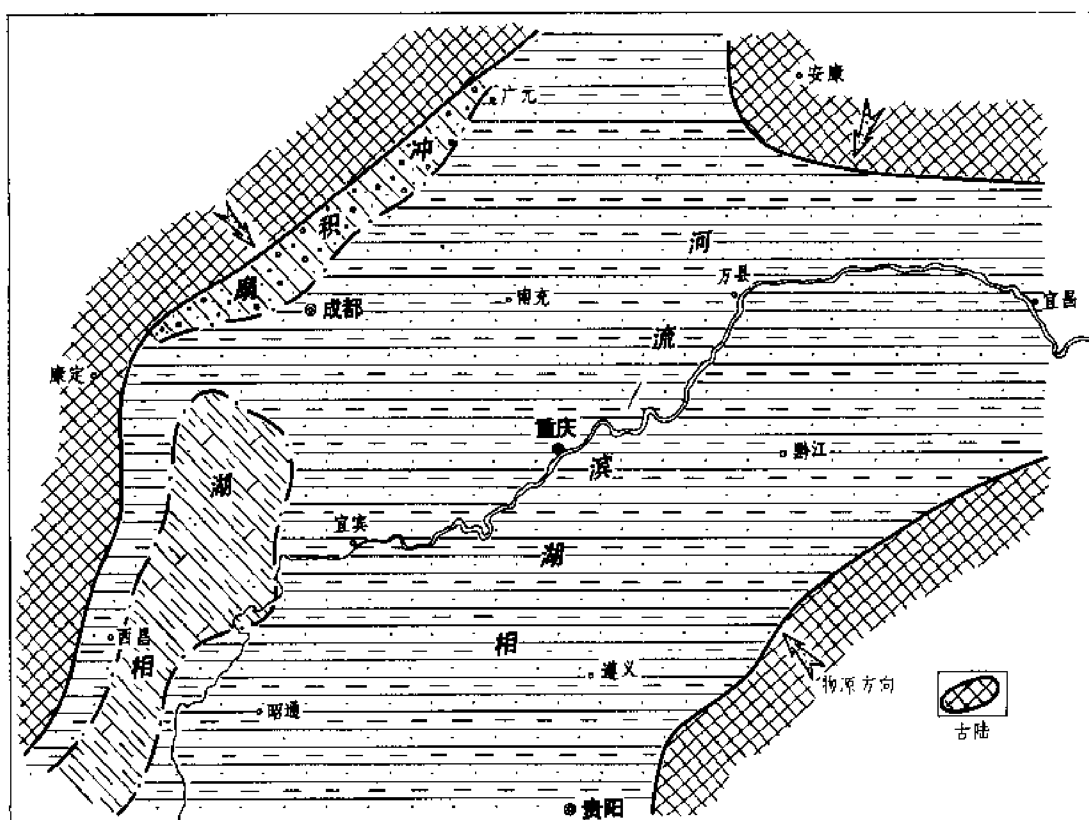



图 3－39 四川盆地晚侏罗世蓬莱镇期沉积相图

*10.白垩系*

白垩系主要分布于川西、川北和川南地区，分上、下两统，下统天马山组；上统夹关组、灌口组。

白垩系底与下伏侏罗系蓬莱镇组为假整合接触；上、下白垩统之间亦为假整合接触；白垩系顶与上覆下第三系为连续沉积整合接触。

下白垩统

天马山组　为砖红、棕红色泥岩夹多层砾岩、砂岩，普遍具底砾岩。砾岩多厚层块状，砾石成分以石灰岩为主，次为砂岩、石英岩及各种火成岩砾，砾径大小不一(2～15厘米)，半圆至滚圆状。由西向东颗粒变细，砾岩减少，多侧变为砂岩、粉砂岩及泥岩。一般厚200～400米。

上白垩统

夹关组　为棕红、黄棕色厚层块状砾岩、砂岩夹泥岩组成。砾石成分以石英岩为主，次为砂岩及石灰岩。由西向东岩性变细，泥岩夹层增多，分布范围较天马山组广泛，一般厚150～450米。

灌口组　为棕红、暗棕、紫红色泥岩夹泥质粉砂岩及多层蓝灰、灰绿色薄层泥灰岩。泥灰岩多夹于中、上部，另外还含有石膏和钙芒硝，底部常有一层块状砾岩。分布较广泛，但多残留不全，雅安、邛崃一带出露较完整，一般厚600～800米。

白垩系是在已经缩小了的湖盆基础上沉积的。早白垩世时四川盆地的大部分地区可能仍处于隆起状态，没有接受沉积，只是在川西、川西北沉积有天马山组。晚白垩世(夹关期和灌口期)湖盆范围扩大，有较广泛的沉积，物源区主要是龙门山古陆，其次为康滇古陆，沉降中心一般都在古陆前缘，分别形成川西、川北、川南以及西昌等凹陷(图3－40)。纵

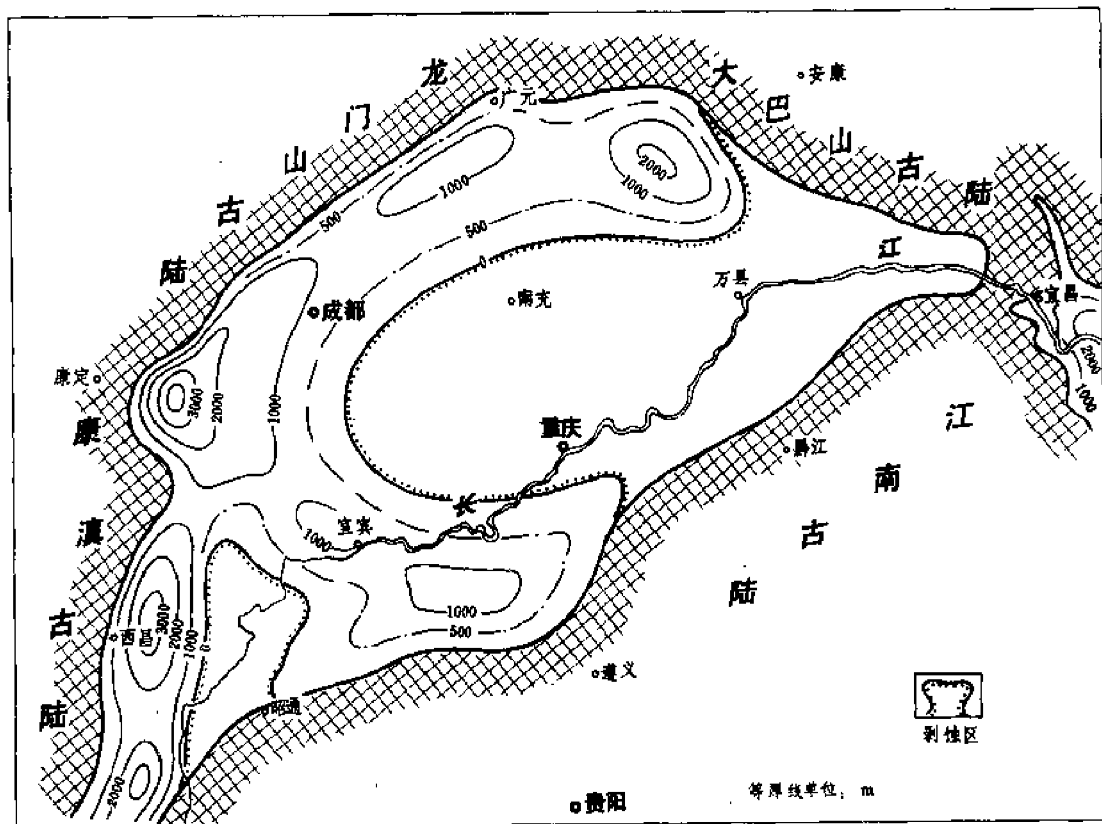



图3－40　四川盆地白垩系至下第三系等厚图

向上旋回性强，除底部具砾岩外，主要为砂岩、泥岩夹粉砂岩及泥灰岩。晚白垩世早中期，湖盆基本可以划分为三大相区，在四川盆地广大地区主要是粗屑过渡相区，它包括了河流相、河湖相和滨湖相，仅在广元、灌县一带和昭通、威信等地有两条呈带状分布的冲积扇相区。通江、雅安、宜宾至西昌等地，显示有湖盆中心沉积相区特点，属浅湖相（图3－41）。

白垩系以粗碎屑岩沉积为主，不具良好生油条件，但砂岩层发育，胶结疏松有比较好的储渗条件，是值得重视的孔隙性砂岩储集层。

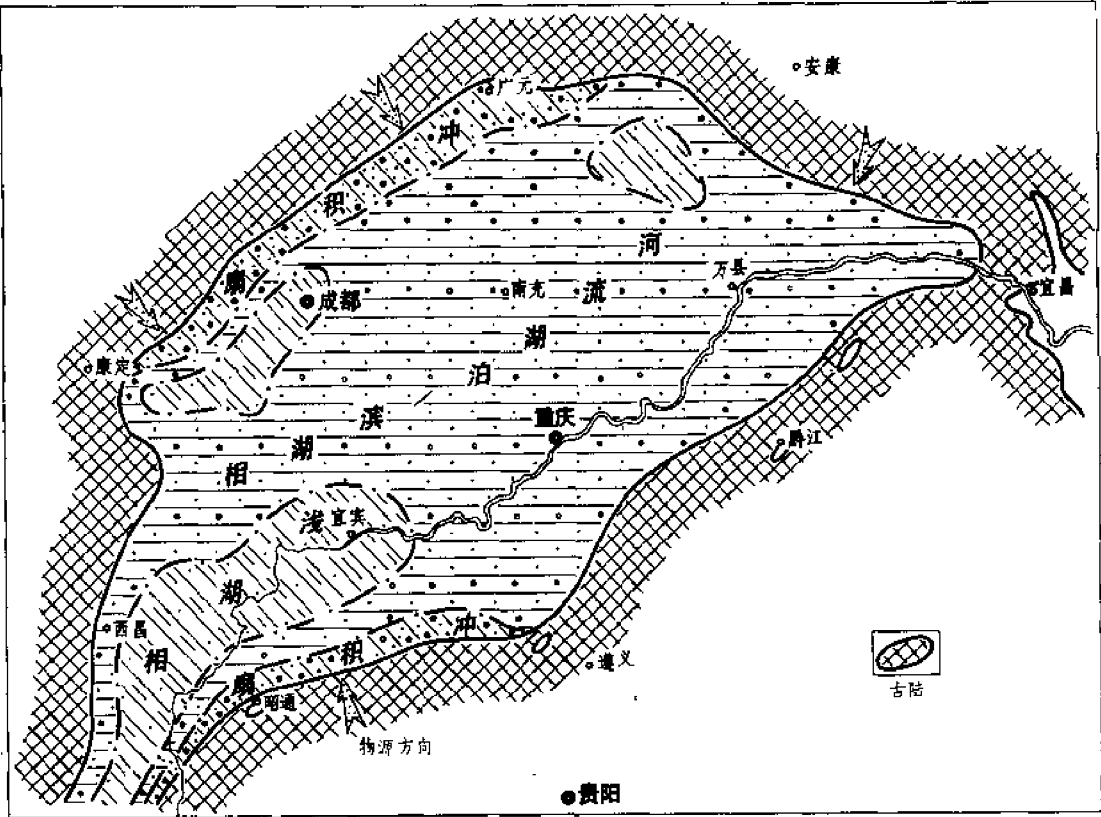



图3－41　四川盆地早白垩世晚期至晚白垩世早中期沉积相图

*11.* 第三系

第三系主要分布于盆地以西芦山、天全、雅安、名山一带。洪雅、夹江、青神、大邑等地可见残留零星露头，其余地区均遭剥蚀。下第三系分名山群及芦山组，上第三系为大邑砾岩。

下第三系与下伏白垩系灌口组为连续沉积，上、下第三系之间为不整合接触，上、下第三系与上覆第四系普遍为不整合接触。

下第三系

名山群　下部为棕红色泥质粉砂岩夹细砂岩及少许泥岩，在天全一带变为砂砾岩为主，夹泥质粉砂岩，生物少见；上部以棕红、紫红色泥岩为主，夹少许泥质粉砂岩、泥灰岩，含

硬石膏及钙芒硝。含生物较多，有属于新生界的介形虫 *Limnocythere* sp.，*Cypris* sp.，*Cyprinotus* sp.，*Pinnocypris* sp.和孢粉组合。一般厚 410 ～ 690 米。

芦山组　棕红色泥岩夹少许薄层粉砂岩，仅在川西个别地区有残留，厚 0 ～ 220 米。

上第三系

大邑砾岩　灰色块状砾岩夹岩屑砂岩透镜体，零星分布于大邑、峨眉等地，厚 0 ～ 150 米。

早第三纪除芦山双石和天全以西有一呈狭窄条带分布的山麓洪积相外，其余地区为湖沼相沉积。晚第三纪主要为河流相的砾岩夹透镜状砂岩沉积。

第三系虽然缺乏良好的生油层，但在名山群上部泥岩中具有一定工业价值的石膏、芒硝矿床，如果考虑到它与名山群下部砂岩层相配合，仍有可能形成储盖层组合，为油气聚集提供基本条件。

*12.第四系*

第三纪之后，经喜山运动形成的四川盆地除川西成都平原继续沉降，有第四系广泛分布外（最厚达 300 米），其它地区均以间歇性的上升运动为主。每次上升都受到剥蚀夷平，仅在现代河流的两岸阶地及河漫滩上见有冲积层和洪积层，少部分为洞穴堆积。分属更新统和全新统。

更新统

洞穴堆积　见于资阳、华阳、重庆歌乐山和万县盐井沟等地洞穴中，堆积物为黄色粘土、砂、砾石等，厚约 2 米。

雅安砾石层　主要分布在现代河流两岸较高的阶地上，一般高出江面 50 ～ 200 余米，为砾石及黄色松散砂泥组成，厚 3 ～ 30 米。

江北砾石层　主要分布在现代河流两岸较低的阶地上，一般高出江面数米～ 50 米，为砾石及灰色细砂，泥质含量少，厚 2 ～ 10 米。

全新统

为现代河流、河漫滩的冲积层和洪积层，主要由砂、砾石及粘土组成，有时见泥炭，一般厚5 ～ 20 米。

**三、岩浆岩**

岩浆岩主要分布于大凉山、龙门山和米仓山等地区，其时代有晋宁期、澄江期、加里东期、海西期、印支期及燕山期。岩石种类繁多，矿产资源丰富，是四川省铁、钒、钛、铜、镍、铅、锌、锡及稀有金属、稀土矿床比较集中产出的地区。现分区将岩浆岩的发育程度及分布概况简述如下（据四川省地质局资料）。

*1.大凉山地区*

侵入岩在这一地区十分发育，晋宁期、澄江期、印支期的中酸性岩分布最广，海西期基性和超基性岩次之。此外晋宁期和早震旦世、加里东期喷发岩也有较多分布。

（1）中—酸性侵入岩类

晋宁期闪长岩、花岗闪长岩、花岗岩类主要分布在西昌以南，以盐边、渡口一带的闪长岩及米易摩挲营二长花岗岩为代表，多呈岩基或岩株侵入前震旦系会理群中，震旦系不整合覆盖其上。岩体同位素年龄 8.5 ～ 8 亿年，如大田石英闪长岩（7.89、8.27 亿年），米易摩挲营二长花岗岩（7.97、8.29 亿年），米易大陆乡似片麻状石英闪长岩（8.20、8.53 亿年）。有关矿产为铁、铜、锡、萤石等。

澄江期花岗岩主要分布于西昌以北泸沽、冕宁、石棉、汉源一带，以泸沽花岗岩和黄草山花岗岩为代表，上震旦统不整合覆盖其上。岩体年龄 7 ~ 6.5 亿年左右，如泸沽花岗岩(6.52、6.90 亿年)，黄草山花岗岩(6.09、6.35 亿年)，汉源九襄核桃坪花岗岩(6.80、7.09 亿年)，峨眉山花岗岩(7.88、8.14、6.76 亿年)。有关矿产是铁、锡、铀、萤石等。

印支期花岗岩分布于安宁河与雅砻江之间的牦牛山、磨盘山一带及会理矮郎河等地。可见其侵人二叠纪玄武岩，而为上三叠统不整合覆盖其上。测得矮郎河花岗岩同位素年龄为 2.65、1.92、2.01 亿年。岩体多以岩基和岩株产出，近围岩接触带，常形成同化混染岩，见片麻状、层纹状构造。矿产有多种金属和稀有金属。

燕山期钾长花岗岩　分布于冕宁里庄至石棉团结乡一带，岩体主要为岩基，可见其侵人上三叠统含煤地层中。测得同位素年龄为 1.38、1.13 亿年。矿产主要是稀土、钼、熔剂萤石和铀矿。

(2) 基性和超基性侵入岩类

晋宁期的辉长辉绿岩，主要分布在会理地区，侵人会理群地层中，产状呈东西向，为规模不大的岩株、岩墙和岩脉，一般均有不同程度的变质。辉长辉绿岩多表现为钠黝帘石化，而变质深的超基性岩多已蛇纹石化。矿产有铜、镍、铬等。岩体同位素年龄一般是 11 ~ 12 亿年，如盐边冷水箐田坝角闪橄榄岩(11.81 亿年)，会理河口辉长岩(11.30 亿年)，据其所测定的年龄值，是否包括有四堡期的产物，有待进一步研究。

澄江期以石棉县超基性岩体为代表，岩体由内向外分异辉石含量逐渐减少，主要矿产为石棉。

海西期基性、超基性岩主要有辉长岩型和辉长岩—辉石岩—橄榄岩型，分布在渡口、会理、米易至西昌一带，构成了我国巨大的岩浆型钒钛磁铁矿矿带。岩体多呈单斜状、盆状产出，分异明显，流纹构造发育。岩体的同位素年龄为 3.5 亿年左右，如攀枝花辉长岩(3.41、3.56 亿年)，米易辉长岩(3.35、3.50 亿年)，西昌太和辉长岩(3.19、3.34 亿年)。

(3) 喷发岩类

前震旦纪盐边群及会理群河口组分别以细碧岩、石英角斑岩为主，会理群天宝山组则以流纹岩为主，分布于盐边、会理、米易和德昌等地。

早震旦世苏雄组、开建桥组以中酸性火山岩为主。苏雄组由流纹斑岩、石英斑岩、英安斑岩、玄武岩及火山碎屑岩等组成。而开建桥组主要是流纹岩，分布在大小相岭、西昌螺髻山一带及石棉乌斯河等地。

二叠纪玄武岩是海西期喷发活动的主要产物，形成了典型的暗色岩建造，广泛分布于峨眉、凉山、米易和雅砻江一带。

*2. 龙门山地区*

主要是指龙门山南段的“彭灌杂岩”和“宝兴杂岩”，其主体为元古代花岗岩、闪长岩，时代有晋宁期、澄江期。以“彭灌杂岩”为例，按其相对期次，除最先的元古代黄水河群火山岩外，依次为超基性岩、中基性岩、酸性岩。超基性岩主要是橄榄岩和辉石岩，以小型岩株、岩脉产出，橄榄岩多已蛇纹石化。中基性岩分布广泛，以闪长岩和石英闪长岩为主，多呈巨大的岩株、岩基产出。测得汶川兴文坪闪长岩体同位素年龄为 10.43亿年(铀铅法)，7.86、8.18 亿年(钾氩法)。酸性岩以花岗岩、花岗闪长岩为主，是“杂岩”的主体，呈岩基和大的岩株产出，分布广泛。测得同位素年龄为 6.5 ~ 7 亿年左右，如宝兴城南的肉红色花岗岩(6.28、6.54 亿年)，绵竹清平斜长花岗岩(7.11、7.40 亿年)。杂岩体之上可见到

上震旦统呈不整合覆盖，限于目前研究程度较低，统称元古代岩浆岩。有关矿产有铁、铜、钼、铅、锌、锡、铀、钍及重晶石、石棉、蛇纹石、滑石等。

3.米仓山地区

主要在旺苍、南江以北的蒙子滩至铁船山一带，岩体呈近东西向展布。各期岩浆侵入于前震旦纪火地垭群变质岩中，上震旦统不整合覆盖其上，属元古代岩浆岩。测得岩石同位素年龄为6.88～9.50亿年，如南江中坝花岗岩（6.88、7.17亿年）、玉泉冒火山花岗岩（6.90亿年）、坪河伟晶岩（7.70、8.01亿年）、庙垭石英闪长岩（铀铅法9.50亿年），跨越了晋宁、澄江两个时期，难于划分。

超基性岩—碱性岩类是米仓山地区岩浆岩活动延续时间较长，而且是对内生矿产起主要渊源作用的岩浆岩。以混染闪长岩、霓霞岩类为主，次为正长岩、橄榄岩、辉石岩等。有关矿产是铁、铜、铅、锌、铌、钽、铀、钍及石墨等。

中基性岩—酸性岩类分布最广，多呈大的岩基，少数为岩株、岩墙。中基性岩类以闪长岩为主，次为辉长岩、石英闪长岩。酸性岩类以红色钾长石质黑云母花岗岩，常侵入于前期岩浆岩中，同化、混染作用比较强烈，见有其自身演化派生的花岗质伟晶岩、细晶岩脉。有关矿产有磁铁矿、铜、铅、自然金及石棉、蛇纹石等。

# 第四章 构　造

## 第一节 大地构造背景

四川盆地（台拗）的大地构造位置，处于扬子准地台上偏西北一侧，是扬子准地台的一个次一级构造单元。印支期时已具盆地雏形，后经喜山运动全面褶皱形成现今构造面貌。盆地具明显的菱形边框，西北和东南两条边界稍长，呈北东向延伸，相互平行，比较整齐；东北和西南边界略有弯曲，主要是北西向，但向东西方向偏转，四条边界遥相对应，盆地轮廓清晰，与周边不同构造区易于区分。环绕盆地外围，靠西北和东北一侧是龙门山、大巴山台缘断褶带，继而向外过渡到松潘—甘孜地槽褶皱系和秦岭地槽褶皱系；东南和西南一侧是滇黔川鄂台褶带，自东而西可再划分出八面山断褶带、娄山断褶带和峨眉山凉山块断带等低一级构造单元。龙门山、大巴山台缘断褶带和滇黔川鄂台褶带亦属于扬子准地台上的次一级构造单元，并在构造和地形上构成了四川盆地周缘的山地。

四川盆地的基底岩系为中上元古界。根据航磁成果和周边露头资料分析，盆地的基底结构具有明显的三分性（图4－1）。盆地中部的磁场特征显示为一宽缓的正异常区，范围从西

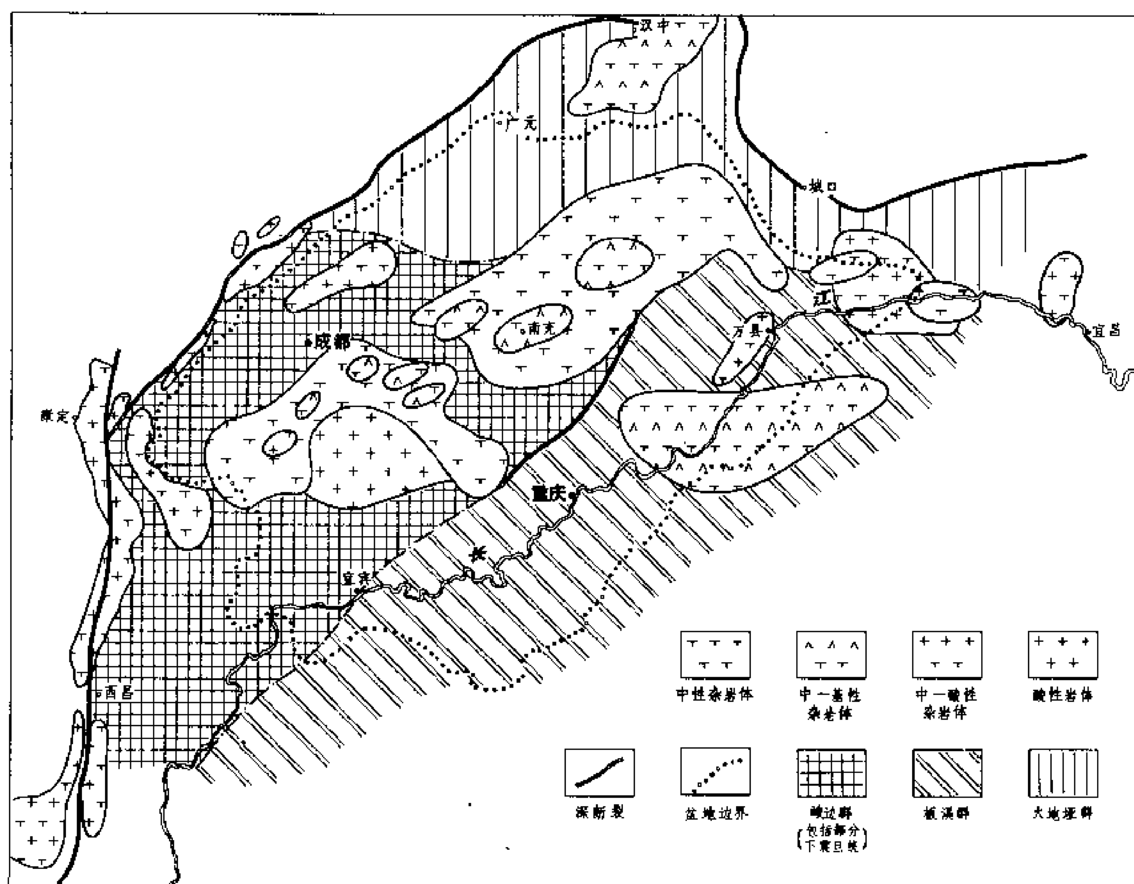



图4－1 四川盆地基底岩相示意图

南方向的峨眉、峨边一带开始，经简阳、南充至开县以东止，斜穿盆地中部呈北东向延伸。自西而东主要由三个规模较大的磁性岩体组成：①弧形弯曲的乐山—简阳—大足岩体；②呈北东方向的南充—平昌岩体；③奉节岩体。据岩石物性解释，它们多为中性及中基性岩浆岩组成的杂岩体，变质程度深，硬化强度大，构成盆地中部硬性基底隆起带。特别是南充附近有一个磁力值高达 +400 伽马以上的正异常，很可能是一个以基性杂岩体为核心的比较古老的刚硬地块。盆地的西北部和东南部分别为两个弱的磁场区。在盆地的西北部，除德阳为磁力高外，均显示为降低的负异常区，其中北段可与大巴山负异常区相连，反映这一带的基底可能与米仓山、大巴山地区的火地垭群相当。南段亦为磁场降低的负异常区，可能与峨边群以及包括下震旦统的苏雄组、开建桥组在内的火山岩系相当。盆地的东南部，除石柱为正异常外，同样显示为负异常背景，组成基底的岩石主要是相当于板溪群浅变质的沉积岩系。

上述基底的分带特征，从总体上反映了盆地内部基底硬化程度的差异和主要呈北东方向展布的构造格局。它对后期沉积盆地的发展，隆起与拗陷的配置，以及盖层褶皱的强度都有比较明显的影响。盆地中部属硬性基底，是相对的隆起带，地史上稳定性较强，沉积盖层厚度相对较薄，基岩埋藏深度一般为 3 ～ 8 公里；盆地的西北和东南两侧属柔性基底，是拗陷带，沉积地层厚度较大，基岩埋藏深度达 8 ～ 11 公里（图 4－2）。

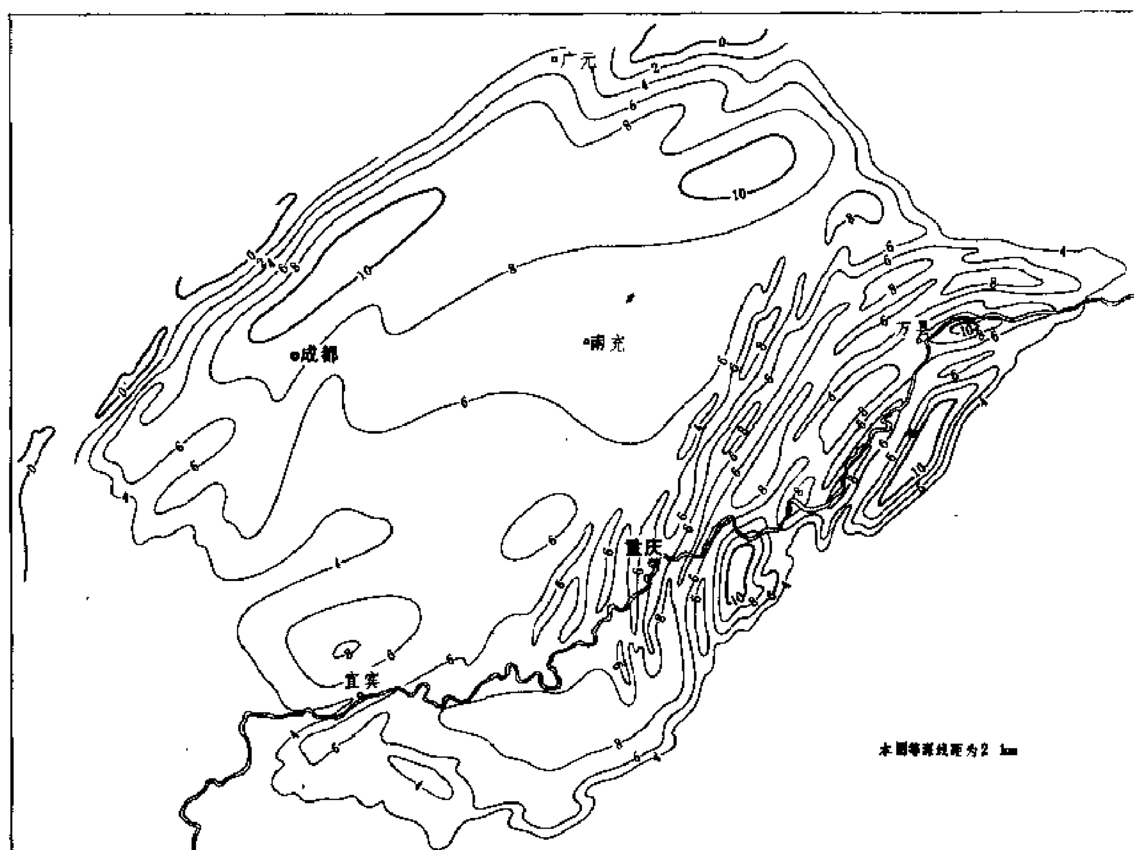



图4－2　四川盆地基岩埋藏深度图

## 第二节　构造旋回和构造演化特征

前震旦纪地槽经过晋宁运动回返，包括其后的澄江运动，使扬子准地台固结，从此进入了地台发展阶段。受川中稳定基底控制，四川盆地在地史上升降运动虽较频繁，但自震旦纪以来总体是以下沉为主。如果从基底算起，追溯其发展过程可以划分出六个主要构造变革时期（参见图3－1）。下面根据不同阶段的发展特点，按构造旋回将构造演化特征分述于下。

**一、扬子旋回**

包括晋宁运动和澄江运动，以晋宁运动最重要。

晋宁运动是发生在震旦纪以前的一次强烈构造运动，它使前震旦纪地槽褶皱回返，会理群、峨边群、火地垭群、板溪群等发生变质，并伴有岩浆侵入，扬子准地台普遍固结成为统一基底。晋宁运动还形成了安宁河、龙门山、城口等深断裂，这些深断裂控制了扬子准地台的西部和北部边界，成为后期发展中地台与地槽的分界线。

澄江运动发生在早震旦世中晚期，代表性界面在大凉山一带为列古六组与开建桥组间的平行不整合。经过深井钻探，在盆地腹部上震旦统的下伏地层也是一套火山喷发岩或岩浆侵入岩。川中女基井为紫红色英安质霏细斑岩，钻厚88米（未见底），初步认为可与川西南下震旦统苏雄组对比。威远两口深井为花岗岩，其岩性与峨眉山花岗岩体相似，属早震旦世澄江期产物。由此看来，早震旦世的火山活动和岩浆侵入已延至盆地的西部和川中腹部，从而使“前震旦系”基底复杂化。因此，就组成盆地的基底而言，在某些地区，如盆地的西南一侧其地质时代可能要上延到早震旦世，上震旦统才是其上接受的第一个沉积盖层。

**二、加里东旋回**

加里东旋回一般是指寒武纪到志留纪的构造运动，但在本志中系指从早震旦世的冰碛层开始到志留纪。主要运动有三期：第一期在震旦纪末（桐湾运动），表现为大规模抬升，灯影组上部广遭剥蚀，与寒武系间为假整合接触；第二期在中晚奥陶世之间，但在四川盆地表现不明显；第三期在志留纪末（晚加里东运动），是一次涉及范围广而且影响深远的地壳运动。这次运动使江南古陆东南的华南地槽区全面回返，下古生界褶皱变形。在扬子准地台内部虽然没有见到明显的褶皱运动，但是，大型的隆起和拗陷以及断块的升降活动还是比较突出的，如贵州黔中隆起和四川乐山—龙女寺隆起。

四川乐山—龙女寺隆起是加里东运动在地台内部形成的、影响范围最广的一个大型隆起，自西而东从盆地西南向东北方向延伸，基本上代表了北东东向的一组构造。它的形成可能和基底隆起有关。加里东期乐山—龙女寺古隆起不仅和盆地中部硬性基底隆起带有相同的构造走向，而且在平面位置上也与之大体符合，具有延伸范围广、幅度大的特点。组成该隆起核部的最老地层为震旦系及寒武系。外围拗陷区为志留系。现经钻探证实，川中地区龙女寺构造的女基井缺失志留系。该井中保留的下古生界最新地层是奥陶系底部（残留厚度39米）。向西到龙泉山背斜油罐顶构造的油1井和大兴构造的大深1井剥蚀更剧，包括中上寒武统在内的以上地层全被剥掉，下寒武统与二叠系直接接触。属于北东东向一组构造的还有介于乐山—龙女寺隆起与黔中隆起之间的川黔拗陷（图4－3）。

康滇隆起及其东缘的拗陷带是南北方向延伸的另一组巨型构造。康滇隆起始终保持正向上升运动，而在其东缘因受安宁河、小江—甘洛断裂活动控制则为拗陷区，不仅沉积巨

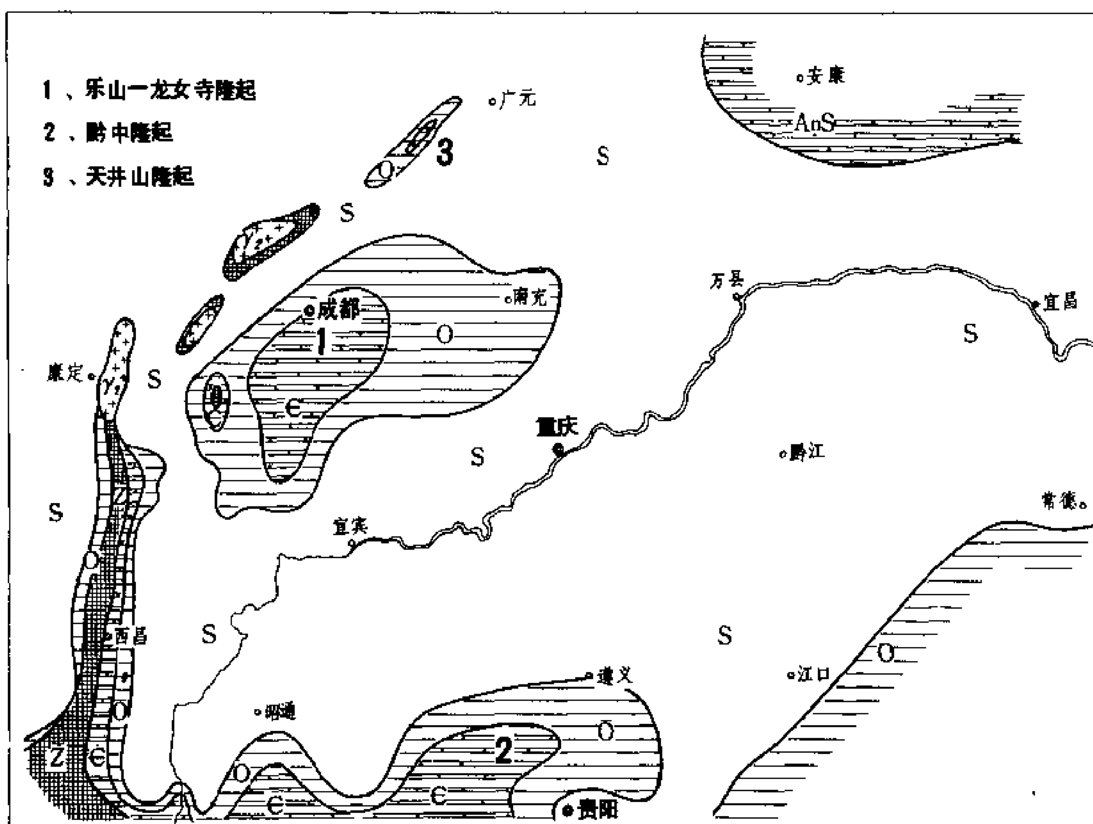



图4－3 四川盆地泥盆纪前古地质图

厚，而且由于升降差异，还常常导致不同时期地层缺失、超覆和岩性发生剧烈变化。在后期剥蚀过程中，介于两断裂带之间的地带为负向区，被保留的地层较全，有中志留统上部存在。而在小江—甘洛断裂东侧则相对抬升较高，被保留的地层少，一般只残留下志留统下部。这一断裂活动向北可能已伸入到乐山—龙女寺隆起带的西南端，促使后者在雅安、乐山一带局部呈南北走向。二者构造线方向斜接复合。

此外，龙门山一带表现也很明显，在这里除了龙门山深断裂对地台和地槽区的地质构造发展起着直接的控制作用以外，在其东侧还有一条与之相伴而生的彭灌大断裂。它在加里东运动中表现为强烈的上升活动，志留系、奥陶系、甚至一部分下寒武统全被剥掉，形成天井山加里东期线形隆起。其东侧与乐山—龙女寺隆起带间隔着一个狭长拗陷，西侧则呈斜坡向地槽区过渡。

除了有巨型的隆起和拗陷以外，不同组系断裂导致的块断活动也是存在的，不过这些活动在地台内部是不均衡的。块断活动不仅对下古生界的地层分布有控制作用，而且对后来的构造发展也有重要影响。例如泥盆—石炭纪的海盆边界就和这类断裂的分布关系比较密切。

### 三、海西旋回

是古生代第二个构造旋回。影响到四川盆地范围的运动主要有泥盆纪末的柳江运动、石炭纪末的云南运动和早、晚二叠世之间的东吴运动。其性质皆属升降运动，造成地层缺失和

上下地层间呈假整合接触。

经过加里东运动，以四川、黔北为主体的上扬子古陆和康滇古陆连为一体，持续抬升，盆地内除川东地区有中石炭统外，广泛缺失泥盆、石炭系，只是到了地台边缘的龙门山地区和康滇古陆东缘才有发育的泥盆、石炭系。据四川盆地二叠纪前古地质图分析（图4－4），

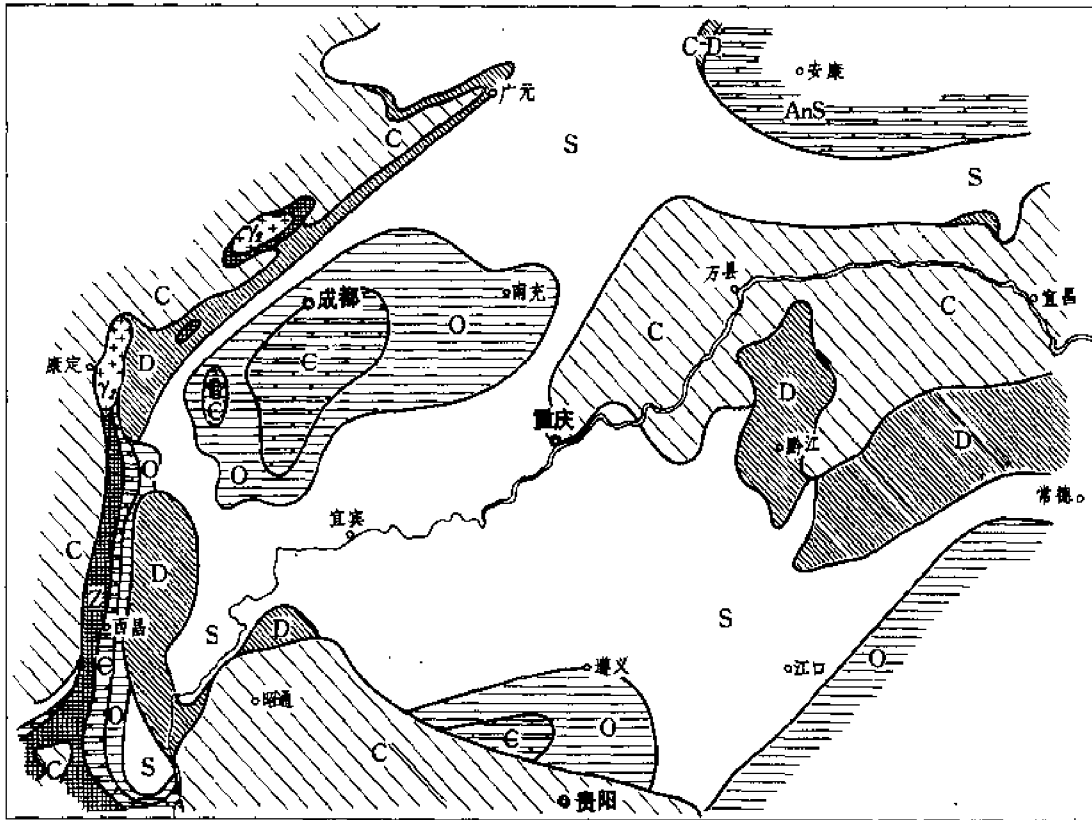



图4－4 四川盆地二叠纪前古地质图

泥盆、石炭系的分布区除受沉积时的古陆控制以外，北东、北西和南北向等不同组系的断裂活动也起了重要作用，其边界一般与这些断裂呈平行分布。这从一个侧面反映了进入泥盆、石炭纪以后，块断之间的差异升降活动变得更加明显。

发生在早、晚二叠世之间的东吴运动，使扬子准地台在经历了早二叠世海盆沉积以后再次抬升成陆，上、下二叠统在广大地区内呈假整合接触。从下二叠统后期剥蚀的情况看，抬升幅度较大的地区在大巴山和龙门山一带；康滇古陆前缘相对要弱，保留地层较全。此外，在晚二叠世早期还有张裂运动，盆地西南部和康滇古陆可见到大规模的玄武岩，盆地内部沿龙泉山、华蓥山及川东部分高背斜带上也相继发现有玄武岩和辉绿岩体，说明当时断裂活动的规模较大。

**四、印支旋回**

指三叠纪以来到侏罗纪以前的构造运动。印支旋回最早的构造运动对四川盆地的影响可能早在中三叠世初就已开始，反映在进入中三叠世以后海盆的沉积方向与早三叠世相比

发生了很大改变。但表现特别明显的主要有两期，一是发生在中三叠世末(早印支运动)，另一是发生在晚三叠世末(晚印支运动)。

早印支运动以抬升为主，早中三叠世闭塞海结束，海水退出上扬子地台，从此大规模海侵基本结束，代之以四川盆地为主体的大型内陆湖盆开始出现，是区内由海相沉积转为内陆湖相沉积的重要转折时期。早印支运动还在盆地内出现了北东向的大型隆起和拗陷(图4－5)。以华蓥山为中心的隆起带上升幅度最大，在南段称泸州隆起，北段称开江隆

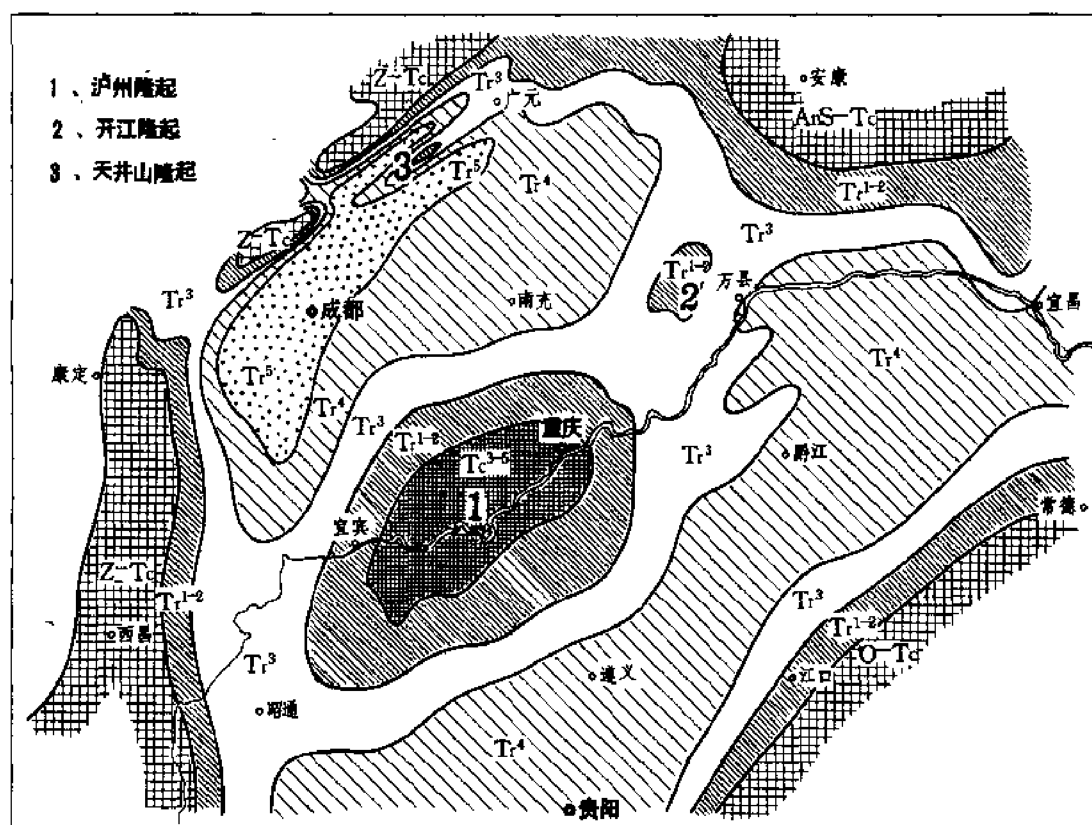



图4－5　四川盆地晚三叠世前古地质图

起。泸州隆起从嘉陵江组沉积时就已有显示，早印支运动后抬升幅度增大，具有断隆的特点，在隆起核部，嘉陵江组中上部以上的层段全被剥掉。开江隆起的剥蚀幅度相对较小，保留有雷口坡组下部的地层。在华蓥山隆起带的东西两侧是两个与之大体平行的大型拗陷，地层保留较新，多属雷口坡组上部。另外，在广元、江油附近的天井山隆起这时也有反映，在隆起部位比两侧雷口坡组的剥蚀幅度要大。

三叠纪末，晚印支运动幕来临。这次运动在西侧的甘孜—阿坝地槽区表现异常强烈，使三叠系及其下伏的古生代地层全面回返，褶皱变形，并伴有中酸性岩浆侵入，形成区域性地层变质。但在上扬子地台，除龙门山前缘受其波及，有较强的褶皱和断裂活动，并于川西北盆地边缘见有印支期构造存在，与上覆构造层呈角度不整合接触，一般表现并不强烈，主要是地壳上升，使上三叠统遭受剥蚀，形成上下地层沉积间断。经历了晚印支运动后，地槽

区升起成山，盆地西北一侧的古陆连成一体，从而使四川盆地的西部边界更加明确和固定下来。

**五、燕山旋回**

指侏罗纪以来至白垩纪末的构造运动。燕山旋回是陆相沉积盆地发育的主要阶段，当时盆地范围可能遍及整个上扬子区，且有几个沉积中心，如四川、西昌、楚雄等。四川盆地受燕山旋回各构造幕运动影响，在侏罗、白垩纪发展阶段总的趋势是盆地周边地区开始褶皱回返，古陆崛起，沉积盆地范围逐步向内压缩。其间各古陆前缘的沉降中心时有迁移，但受川中稳定基底制约，围绕威远—龙女寺一带的中间隆起呈环状分布。

燕山旋回的构造运动主要有三期。但在四川盆地以中燕山运动表现最明显。晚侏罗世末的中燕山运动使盆地再次上隆，这是中生代陆相盆地形成以来，继晚印支运动之后的又一次比较重要的构造变动。中燕山运动在江南隆起以东的广大地区，褶皱运动表现十分强烈，地层(包括震旦纪到侏罗纪的全部沉积盖层在内)发生变形，江南隆起西缘受其影响也褶皱成山，这从黔江一带侏罗系与覆盖其上的“正阳群”(时代为晚白垩世)呈明显角度不整合接触可以得到证实，并在一定程度上反映了该次运动的规模和强烈程度。但是进入盆地内部褶皱运动已不明显，主要是强烈的抬升，造成侏罗系上部地层大幅度被剥蚀。如华蓥山断裂南段蓬莱镇组几乎被全部剥掉，与上覆白垩系呈假整合接触。近年来有人提出，在川东和川南一带有一组北东东向的构造形迹比较明显，可能与这次构造运动有关，值得重模。经过中燕山运动，东南侧的古陆向盆地大大推进了一步，致使盆地东南侧的边界已压缩到七跃山和黔中隆起北坡一带。龙门山也有较大幅度上升，为其后沉积白垩纪磨拉石建造准备了条件。

**六、喜山旋回**

指晚白垩世晚期以来主要发生在第三纪的构造运动。四川盆地喜山旋回最明显的一次运动是在早第三纪名山群和芦山组沉积以后，可以其上的大邑砾岩与其不整合接触为这次运动的代表。名山群和芦山组原属灌口组上部，时代原定为晚白垩世，为此，过去曾认为四川盆地的主要褶皱幕是晚燕山运动。近年来，经过详细的地层工作，在原灌口组上部发现早第三纪化石，新建名山群和芦山组，代表早第三纪沉积，并与下伏的上白垩统为连续沉积，这说明晚燕山运动在四川并不活跃，引起盆地沉积盖层发生褶皱的主要时期应当是喜山构造幕。大邑砾岩的时代因未发现化石，尚未最后确定。但芦山组含有渐新世的介形虫化石组合，所以覆在其上的大邑砾岩最大可能应属上第三系。此外，大邑砾岩本身也经历过强烈的构造变动，与第四系间为角度不整合接触。

这样，在四川喜山旋回至少有两次重要的构造运动。一次发生在晚第三纪以前(早喜山运动)。这是一次影响极其深远的构造运动，是四川构造盆地和局部构造形成的主要时期。它使震旦纪至早第三纪以来的沉积盖层全面褶皱，并把不同时期不同地域的褶皱和断裂连成一体，从此盆地的构造格局基本定型。另一次运动发生在晚第三纪以后，第四纪以前(晚喜山运动)。这在川西表现得十分清楚，大邑砾岩有很强烈的构造变动就是这次运动的证据。经过这次运动，早喜山期形成的构造进一步得到加强和改造，最终定型构成现今四川盆地的构造面貌。

第四纪以来，新构造运动仍在发展，除龙门山前以沉降为主外，其余均为间歇性上升运动，接受新的剥蚀夷平。

## 第三节 主要断裂

在四川盆地的形成过程中，不同时期发展起来的深大断裂对构造格局的控制也是十分明显的。本志所记述的深大断裂一般是指基底断裂和壳断裂。这些不同方向的深大断裂不仅控制着盆地的边框，同时对于盆地在不同地史阶段的区域性岩相变化、构造线展布以及构造区划等都有重要控制作用。

龙门山、城口、安宁河等断裂都是发生在晋宁期的深断裂。这些断裂具有纵向切割深、规模大、延伸远等特点，是造成断层两侧地质构造有显著差异和引起周边古陆变迁及构造发展的重要因素。龙门山深断裂呈北东向延伸，长期以来，断裂两侧的沉积建造和地层厚度都有明显差异，是划分扬子准地台与西北侧松潘—甘孜地槽区的边界断层。晚三叠世以后，地槽区回返上升为陆，从而使四川内陆湖盆西北一侧的沉积边界得以固定下来。城口深断裂呈北西走向，是划分扬子准地台与秦岭地槽区的分界线。断裂两侧下古生界有很明显的变化，加里东运动后，北侧地槽区回返，为盆地东北边界的古陆区。安宁河深断裂严格控制着康滇地轴西缘的南北向拗陷带，对四川盆地西南一侧的地质构造也有一定影响。

除了上述深断裂以外，还有在不同地史阶段形成和发展起来的基底断裂。这类断裂是地台内部的次一级深大断裂，对盆地边界的形成、盆地内部隆起和拗陷带的变迁、以及区域岩性岩相变化都有重要的控制作用。它们一般生成时间较早，例如北东向的彭灌、华蓥山、建始—郁江断裂，南北向的普雄河—小江、遵义—松坎断裂，北西向的峨眉山—瓦山断裂，都可以追溯到加里东期。这些断裂的出现，开始把扬子准地台前震旦系基底分割为不同块体，并且在以后的地质进程中继承发展和不断得到加强、改造，成为控制和影响不同沉积阶段盆地面貌和内部结构的重要因素。印支期以后，北东方向的一组断裂更加活跃，对四川盆地后来形成以北东向为主的构造格局带来了深远的影响。

下面把几个对盆地的形成和发展起过重要控制作用的基底断裂，扼要记述如下。

彭灌断裂　是沿盆地西部边缘与外围构造区分界的一条基底断裂，往西到龙门山深断裂之间为扬子准地台的台缘过渡带，以东为四川盆地。加里东运动时，断裂带西侧上升显著，下古生界因被剥蚀而保留不全，如江油天井山一带中上寒武统以上地层全被剥掉，形成后期剥蚀十分明显的天井山线形隆起；而在断裂带东侧抬升幅度相对较弱，下古生界保留较全。加里东运动后，受上扬子古陆整体抬升的影响，断裂带的活动发生了相反的变化，东侧上升，西侧下降。断裂带以西急剧下沉，与龙门山深断裂共同组成槽形断陷，沉积了巨厚的泥盆、石炭系砂页岩和碳酸盐岩；东侧因是正向抬升，泥盆、石炭系迅速变薄以至尖灭。二叠纪到早中三叠世，断裂活动比较平静，但沿断裂带方向，下二叠统和雷口坡组有较发育的滩相地层存在，说明它对区域岩性岩相变化仍有一定控制作用。晚印支运动伴随着龙门山褶皱回返，断裂活动显著，西侧形成褶皱山，与后来覆盖的侏罗系呈角度不整合接触；东侧褶皱微弱，与上覆层之间是平行不整合。印支期以后，龙门山强烈上升成为盆地西侧的陆源供给区，而地处龙门山前缘的彭灌断裂却相对下沉，形成新的中新生代拗陷，堆积了厚达数千米的磨拉石建造。直到喜山运动早期，发展成为现今叠瓦式的大型逆掩断裂带，构成盆地的西部边界。

华蓥山断裂　是盆地内部划分川中与川东两个不同构造单元的断裂带，现有资料说明，至少从加里东期以来，断裂活动就十分明显。表现在断裂两侧的下古生界残留情况不同，经

历了加里东运动以后，东侧抬升幅度较弱，一般保留了下志留统，最高层段可以见到中志留统韩家店组底部紫红色页岩；西侧抬升较强，在川中地区龙女寺构造深井钻探中缺失志留系，奥陶系和上覆二叠系直接接触。其次是控制了泥盆、石炭系的分布边界，如在断裂带以西的川中腹地未见泥盆、石炭系，而在川东却有比较普遍分布的中石炭统存在。沿着华蓥山断裂，向西南方向越过盆地边界延伸至滇东北一带，它和北西向、南北向断裂互相结合，共同控制着黔桂海盆西北侧的泥盆、石炭系分布。东吴运动后，在上二叠统底部还见有辉绿岩体，反映出断裂带的下切深度已及地壳下部硅镁层。到印支期，断裂活动再次加强，断裂带附近常常是中、下三叠统发生相变的枢纽带，特别是早印支运动表现强烈。由于当时断裂东侧急剧抬升，中、下三叠统被大幅度剥掉，形成一个北东向延伸的区域隆起带，即泸州—开江隆起。燕山、喜山期继承发展，伴随着褶皱变形，最终成为今日见到的规模大、延伸远的华蓥山断裂，它把川中和川东南两个不同的构造区域截然分开，同时对盆地内的构造展布也起着重要的支配作用。

建始—彭水断裂　位于七跃山以东，现今地表多由一些断续延伸的正断层组成，但据区域地层研究，它可能是一条活动较早的断裂带。如沿利川、彭水一带，在石炭系沉积前后有一向北东突出的鼻状凸起，对石炭纪川东—鄂西海的沉积有所分割。凸起上缺失石炭系，说明远在石炭纪断裂带就已有了活动。印支期后，因江南古陆抬升，断裂活动显著加强，东侧以上升为主，西侧则大幅度下沉，在云阳、石柱一带形成新的沉降中心，侏罗系累积厚达4000余米。侏罗纪末，早燕山运动促使江南古陆前缘的鄂湘黔拗陷发生褶皱，大体上可以建始—彭水断裂为界，以东褶皱强烈，上升成陆；以西则逐渐减弱，继续接受沉积。从此把盆地东南一侧的边界基本固定下来，使盆地的边界向后大大退缩。

普雄河—小江断裂　是划分康滇台隆起与滇黔川鄂台褶带的分界断层，与安宁河、甘洛等断裂共同控制着康滇地轴前缘南北向拗陷带的演化。加里东期，对应于安宁河、甘洛断裂主要表现为负向活动，为一凹陷带，保留有较厚的志留系和奥陶系，这一现象大约可延至泥盆纪。此后一度抬升，与安宁河断裂一起组成古陆边界，特别是在早、中三叠世抬升强烈，断裂以西缺失下三叠统，以东才渐次出现。印支运动后再度以沉降为主，形成康滇古陆前缘拗陷，中新生代红层呈南北向分布，最后经喜山运动成为现今西昌盆地的东部边界断层。

峨眉山—瓦山断裂　呈北西向延伸，一般认为，其形成时代较新。但是，追踪该断裂带的发育史可以认为，加里东期已有活动，依据是乐山—龙女寺隆起带西南端的构造线方向受其控制，不仅有相近的地层走向，而且在分布上靠断裂的东北一侧缺失志留系，而西南侧则保留有志留系。燕山期后活动开始明显，不过对川西和西昌两个凹陷是否有隔挡作用还有待进一步证实。现今构造与南北向、北东向断裂相互结合，以块断形式构成四川盆地西南边缘山地，西段断裂形迹清楚，向东地表断裂规模较小，多呈北西向延伸的背斜出现。

此外，北西向的营山断裂、万源断裂，南北向的遵义—松坎断裂、甘洛—汉源断裂，以及北东向的龙泉山断裂、七跃山断裂等，也是研究盆地在不同发展阶段构造演化特点的一些重要断裂，对盆地构造格架的控制和构造单元划分都有一定的影响。

## 第四节　褶 皱 构 造

四川盆地的菱形边框和盆地内不同组系、不同方向的褶皱构造交互排列，说明形成目前构造格局的地质因素决不是单一的。它是在长期地质历史发展过程中，受基底、周边古陆，

深大断裂以及地应力作用方式等诸种因素互相作用的一种综合反映，也是经历多次地壳运动叠加的产物，形成不同构造体系之间的迁就复合，使盖层褶皱出现型式多样、互相交织的复杂局面。

## 一、褶皱构造的展布特点

盆地内最早形成的褶皱构造可上溯到印支期，但范围局限在川西北龙门山前，如矿山梁、天井山、海棠铺等北东向背斜构造。现今构造主要是早喜山运动完成的，不仅在盆地外围发生褶断抬升，最终把构造盆地的边框固定下来，而且在盆地内部表现也很强烈，包括震旦系在内的全部沉积盖层都被卷入，出现了众多的成群成带分布的褶皱构造。现将其展布特点概述如下：

### 1. 川东南、川中、川西三个构造区褶皱特点各不相同

(1) 川东南拗褶区

指华蓥山断裂以东的川东及川南区，包括川东高陡褶皱带和川南低陡褶皱带，是盆地内褶皱最强烈的地区，主要是由北东向和北北东向高背斜带和断裂带组成的隔挡式褶皱，背斜紧凑，向斜宽缓，成排成带平行排列。北部受大巴山弧的影响向东弯曲，局部呈近东西向；南部逐渐低倾呈帚状撒开，除北东向为主外，还有南北向、东西向等多组构造线。川东地区比较著名的主干背斜如华蓥山、铜锣峡、明月峡等，延伸长达 150 ~ 200 公里，其上分布有若干个局部圈闭构造。背斜褶皱强度大，走向逆断层发育，主背斜带往往即主断裂带，一些主断层的落差在 1000 米以上，延伸长 20 ~ 50 公里。背斜隆起幅度高，从背斜高点到向斜低点达 2000 ~ 4000 米，局部构造的闭合度一般在 500 ~ 1000 米或更大。川南地区褶皱强度相对减弱，断层规模亦减小，一般背斜带延伸长度多在 50 公里左右(长垣坝构造带仍在 100 公里以上)，隆起幅度差在 1200 ~ 2000 米，局部构造的闭合度一般在 500 米以下。

(2) 川中隆起区

介于华蓥山断裂与龙泉山断裂之间，是盆地内褶皱最弱的地区。有的背斜如南充、龙女寺等，延伸长度可达 50 公里以上，甚至超过 100 公里(大石桥—罗渡溪背斜带)。但褶皱平缓，断层少见，背斜至向斜间的幅度差仅有 100 ~ 300 米，局部构造闭合度亦在 100 米以下。地层倾角为 1°~ 5°，少有大于 10°者，均属低平构造类型。构造线方向多呈近东西向，但受邻区影响亦有北东及北西向者，个别的还呈现为旋卷构造，如中台山半环状构造、威远放射状构造等。

(3) 川西北拗陷区

指龙泉山以西的川西和川北区，包括川西低陡褶皱带和川北低平褶皱带，是盆地内白垩系、第三系主要分布和第四系大片覆盖区，也是中新生代主要拗陷区。区内南段和靠盆地西缘的山前带由于受龙门山台缘褶断带辗掩构造影响，褶皱比较强烈。构造线方向以北北东和北东向为主，不同背斜间多呈雁行排列，中间隔以向斜。著名的背斜构造有龙泉山、苏码头、熊坡、雾中山、高家场、三合场等，背斜至向斜间幅度差一般为 1000 ~ 2000 米，局部构造闭合度多在 300 ~ 500 米，个别可达 1000 米以上。龙泉山背斜是其中延伸最远的背斜带，长达 200 余公里，为一典型的箱状背斜，两翼直立或倒转，伴有走向逆断层，尤以西翼较为发育，据地震资料反映，向地腹构造消失，地面的背斜带实际上是犁状断层滑脱面之上的表皮褶皱。北段构造平缓，主要为一区域性大向斜(梓潼向斜和苍溪向斜)以及北东走向的九龙山和南阳场两个背斜构造带。但沿龙门山前有比较清楚的印支期构造，如海棠铺、

中坝等，而且愈靠近龙门山边缘，与喜山期构造层间的上下不整合现象就愈加明显。

形成上述不同构造区内褶皱特点不一致的原因，很显然和基底性质有关。中部隆起区基底由一套强磁性的酸—基性岩浆岩及深变质岩组成，刚性强，隆起高，为盆地稳定基底的砥柱，来自盆地周缘不同方向的地应力不易使它变动，故沉积盖层变形很弱，褶皱平缓。川东南和川西北地区基底为弱磁性的浅变质岩组成，属柔性基底，当其受到东西两个方向的强大挤压力时，较之刚性基底易于变形，褶皱强烈。而且当这一对挤压力通过基底和沉积盖层继续向盆地中部传导时，因受阻于川中刚性基底而形成的反作用力又会反转过来作用于川东和川西地区，这样挤压应力更加集中，它们或沿早期断裂形成褶皱紧密的高背斜带，特别是以北东向为主体的线型褶皱发育，或沿断裂发生扭动形成雁行排列的背斜群。

*2. 具有多组系多方向性构造交互排列的分布特点*

从现今构造形迹分析，盆地内具有明显方向性的构造线计有北北东向、北东向及北东东向、北西向、近南北向、近东西向等几组。

(1) 北北东向构造

是一组非常突出和十分醒目的构造线，具有代表性的构造有方斗山、明月峡、华蓥山、龙泉山等巨型背斜。这些构造带褶皱强、隆起高、延伸远、沿轴或两翼往往伴生有顺走向的逆断层，表现出有很强的压性和压扭性特征。它还与北东向或南北向构造相互穿切、斜接复合，特别是在川南帚状构造带反映最清楚，不同方向的构造线间彼此迁就，结果使一个局部构造的轴线常常发生扭曲，或在构造翼部派生出一些鼻状凸出。

(2) 北东及北东东向构造

是四川盆地现今构造中一组非常重要的构造线，在盆地的每个地区都可找到它的形迹。川东的温泉井、南门场、云安场以及黄草峡、大山坪等背斜是这一组系中最有代表性的构造。此外象川南的古佛山、青山岭、观斗山背斜，川西的熊坡背斜，川西北的海棠铺背斜，以及川北的九龙山、南阳场背斜等也同属于这一组系。北东及北东东向的构造分布虽普遍，但常受到其它组系构造线的干扰，如在川东万县、云阳以东受大巴山弧构造影响逐渐转变为近东西向，川东南一带则常受到北北东向一组构造线强烈干扰。在川东的高背斜两翼常有北东东向的潜伏构造（图4－6），从互相干扰和变动强弱分析，北东东向者形成时间相对要早，而北北东向者较晚。

(3) 北西向构造

主要出现在盆地的东北部和西南部。盆地东北部通江一带北西向构造十分明显，由庙子岩、大沙坝、五龙山、分水岭以及涪阳坝、乱石子等近似平行的背斜构造带组成。至盆地内部营山一带亦有北西向构造形迹。向盆地外侧即大巴山方向，该组褶皱渐趋紧密，背斜核部的地层也从侏罗系渐变为三叠系，显然它和大巴山北西向弧形褶皱带有密切的生成关系。盆地西南部北西向构造多以断裂形式出现，但在宜宾一带有褶皱存在，例如天宫堂背斜。同样，它也是由盆地外缘向盆地内部逐渐减弱，至邓井关、兴隆场、自贡、威远一线仅能以断续出现的北西向小断层来显示它的形迹。

(4) 南北向构造

主要分布在川黔南北向构造带上，以重庆附近的丰盛场、中梁山、石龙峡等背斜最显著。继续向东西两侧扩展依次减弱，如从石龙峡背斜向西，有塘河、合江、庙高寺等南北向背斜构造带，但愈向西侧扩展，其构造形迹则愈加隐蔽和不清楚，从重庆向北明显的南北向构造已不复存在，但其构造形迹依稀可见，如九峰寺、相国寺等构造，其轴线或显南北向，或

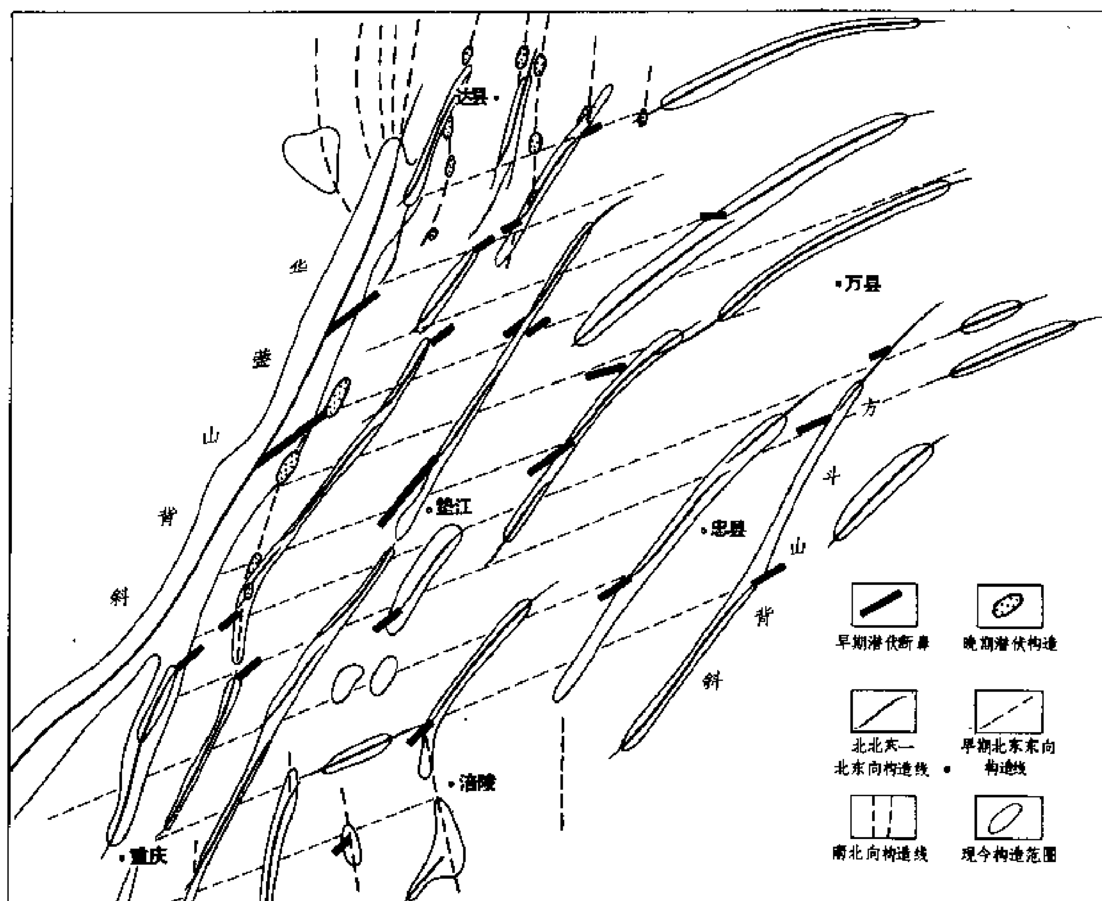



图4-6 川东地区不同组系构造形迹图

与北北东向斜接复合，构成反“*S*”型轴向就是一例。

南北向构造在康滇隆起东缘西昌、甘洛一带也很明显，多以断裂形式出现，但延入盆地后并不醒目。近年据地震资料证实，熊坡背斜在地腹的二叠系呈南北走向，可能是其向北延伸的结果。

(5)东西向构造

最明显的是川南地区高木顶、长垣坝、纳溪等背斜带。自黔北方向从南到北依次减弱，过泸州以北成排的东西向构造虽不再见到，但与其它组系构造叠加复合而形成的背斜高点、鞍部和向斜低点却仍然可以连成一体，显示了东西向构造形迹的存在。此外，和川南区呈对角的川北南江、广元一带也有较发育的东西向构造带(大两会背斜)。

盆地内同时存在着上述这些方向不同、组系不同的构造体系，反映了形成区内褶皱运动的应力场不是单一方向。印支期以来，随着周缘地区褶皱抬升，盆地日益向内压缩，来自周边各个方向的侧压力必然要作用于盆内，不同组系的构造常与周边相邻山系一致，并且由外向内强度减弱就是有力的证明。例如，东西向构造与南北两个主要呈东西走向的娄山褶皱带和米仓山隆起邻近，北西向构造集中在大巴山弧前缘，都能说明它们彼此间有比较密切的

联系。但是盆地内主要的构造线方向是北东及北北东向，即主要的应力方向是来自东南和西北。这两个对峙着的强大挤压力，不仅使四川盆地形成一个以压为主，兼具扭动的压扭性构造盆地，而且形成了众多的褶皱构造，最终把盆地的构造面貌固定下来。

按照板块构造学说的观点，四川盆地地处中国板块的中部，印支期以来，从太平洋板块和特提斯洋板块以及后来印度次大陆和亚洲大陆相互碰撞而形成的来自两个方向的挤压力，必然要反映到盆地的地质事件中来。应当承认，来自东西两侧的推挤作用在盆地中都有显示。江南古陆的向西扩展，其前缘拗陷向内侧迁移以及褶皱运动自东而西逐渐加强，盆地东南边界向后收缩等，显然是受太平洋板块俯冲作用的影响；而龙门山褶皱成山，前缘凹陷中发育的磨拉石建造，现今以龙门山逆冲断层为主的辗掩构造带的出现，则应是受特提斯洋板块向北俯冲和后来印度次大陆与亚洲大陆最终碰撞的结果。只是其规模不能与我国东部和西部地区相比，作用方式也有很大差别。如果说位于我国中部地区的四川盆地和鄂尔多斯盆地是中国板块内相对稳定的地区，其构造特征介于东部和西部地区之间，属于过渡性质，那么，四川盆地川中硬性基底对于来自东西两侧推挤力的作用将十分相似于中间的稳定地区，无论是对太平洋板块和特提斯洋板块俯冲以及后来两个大陆之间的碰撞皆起阻隔缓解作用，从而造成盆地内川东、川中和川西地区的构造特征各具特色，截然不同，这一点对于认识和评价各区的含油气条件十分重要。

*3. 局部构造（背斜）主要属同心褶皱类型、纵向上有一定变化规律*

如前所述，喜山运动形成的褶皱构造受力强烈，在不同构造区之间，虽因基底、受力方式和地层组成等情况有异，但盆地内众多的局部构造（背斜）主要属同心褶皱类型。纵向上有一定变化规律可寻，其总的趋势是浅层构造完整，中层为挤压带，褶皱强烈，断层发育，深层构造又复变缓。一般以二叠系褶皱强度最大，断层最多，是同心褶皱的挤压带。

以川东地区高陡背斜为例，地表呈梳状，方向性强，翼部常伴生有大断裂，背斜为受强烈挤压或压扭作用产生，褶曲的形成大致经历了以下过程：(1) 岩层受压褶皱，形成同心褶曲。(2) 持续受力发展成为不对称背斜，轴面倾斜，上下构造发生偏移。(3) 剪切力不断作用，将陡翼地层拉薄并出现剪切裂缝，脆性地层沿剪切裂缝产生"延伸逆断层"。(4) 陡翼发展为断裂带，下盘因牵引而出现陡带和向斜，并在翼部出现潜伏构造，有时在其陡翼产生反倾逆断层。(5) 构造主断裂向上消失于三叠系，向下滑脱于志留系柔性地层中，因此浅层构造未受断层破坏，构造完整，主断层向下滑脱，使构造顶部志留系增厚，下伏构造也随之变缓。据对二叠系目的层以上的构造进行实际钻探证实，地腹构造一般以二叠系褶皱最强，处于挤压带中心。地下高点向地面构造缓翼偏移，地腹断层发育，断层上盘背斜形态虽存在，但多尖窄或不完整，断层带规模大，延伸长，在断层下盘为牵引陡带，常伴生潜伏正向构造，有的潜伏构造已被证实富集天然气，具工业开采价值。

受纵向上地层组合条件和作用力强弱的影响，在各个地区同心褶皱的表现情况还是有区别的。在川西地区挤压最强烈的部位，上三叠统走向逆断层发育，断距上大下小，向上与地表相通，地表构造多为不对称的箱状构造，向下则沿中、下三叠统柔性地层发生滑脱，断层迅速减弱或消失，其下二叠系构造也随之变缓或不存在。川南的情况又有不同，与川东区比较地层组合条件相似，但受力较弱。地表多为高丘状背斜，构造完整，至地腹二叠系虽仍属挤压中心带，断层亦较发育，但规模相对要小，大的断层一般只有一组，分布于陡翼且距轴部较近，背斜的完整性未受强烈破坏。与此相反，由于断层的切割和牵引作用，常有潜伏构造伴生，有利于形成多个高点、断块和多个裂缝系统，为油气聚集提供圈闭条件。川中地区

因属硬性基底，盖层构造卷入深度小，除龙女寺等大型穹窿背斜外，构造幅度小，多在中三叠统以下消失。

值得注意的是，在龙门山山前带还存在有镶掩构造型断褶构造，由一系列犁状断层向北西倾斜的迭瓦状断褶组成。现存的背斜构造呈倒卧状，走向逆断层发育，背斜形态多不完整，显然是受来自龙门山方向的强烈挤压推覆而形成。

**二、背斜构造类型划分**

四川盆地是一个以压性为主兼具扭动的压扭性盆地，受基底和盖层沉积幅度的影响，围绕着川中硬性基底在盆地的不同地区形成了多种型式的背斜构造，有的在地面上明显可见，有的则潜伏在地下。根据历年来（包括 1949 年全国解放前在内）对地面构造的调查结果，共发现背斜构造 257 个，其中在盆地范围内有 243 个（见附表 2），盆地周缘地区 14 个（附表 3，仅涉及龙门山台缘断褶带、娄山和八面山断褶带等开展过调查的地区），经地震勘探共发现潜伏构造 189 个（附表 4）。为了评价它们的含油气条件，人们曾从不同角度对这些构造进行过分类。

按照组成背斜构造核部地层出露的情况和褶皱幅度可以划分出高背斜和低背斜，前者核部大多出露中、下三叠统，个别为二叠系以至下古生界，褶皱强烈，幅度高；后者核部出露上三叠统以上地层，大多由侏罗系组成，褶皱平缓，幅度相对较低。有的根据褶皱强度和背斜构造顶部及两翼倾角的大小划分出陡、缓、平三类构造。陡翼最大倾角超过 45°，褶皱强度系数（闭合度／短轴）大于 0.1 ～ 0.25 或大于 0.25 者为陡构造；倾角为 10°～ 45°，褶皱强度系数大于 0.05 ～ 0.1 者为缓构造；倾角小于 10°，褶皱强度系数小于 0.05 为平构造。也有根据背斜构造横剖面形态，并结合两翼倾角划分出梳状、似梳状、箱状、膝状、丘状等几种背斜构造类型。

从受力性质上讲，四川盆地的众多局部构造主要是属于压性和压扭性的。所以不论从什么角度出发进行背斜构造类型划分，背斜褶皱幅度高低、强度大小和形态变化彼此总是互有连系，并且都是在统一机理下形成的，主要与它们所处的区域构造位置、受力强弱和方式以及纵向上的地层组合和边界条件等因素有关。

为了评价局部构造的含油气条件，从油气富集和保存的角度出发，根据对川东南地区已知的三叠系、二叠系、石炭系等气藏构造特征的分析，将四川盆地的背斜构造划分出梳状、似梳状、箱状、膝状、高丘状、低丘状六种类型。具体划分标志详见图 4－7。

*1. 梳状背斜*

这类构造受力强、顶部尖、两翼陡、构造狭窄、褶皱强烈、两翼多伴生和构造走向平行的逆断层，以陡翼者最发育。在地腹这些向轴倾斜的逆断层常常破坏构造的完整性，如在川东地区根据断层下切的情况可以见到两种组合形式——近于对称的和不对称的。

当两翼断层同时发育，地腹构造近于对称，这时主体部位抬升，两翼下降，呈扇形地垒。在大断层的下盘常可出现次一级潜伏构造或反倾逆断层，代表性构造如板桥构造。大断层只在陡翼发育的不对称构造，地腹构造多向缓翼偏移，同时受陡翼断裂带影响，在它的下盘常出现因牵引形成的陡带或次一级潜伏构造，代表性构造如大池干井背斜。

由于断层破坏了这类构造的完整性，加上背斜褶皱幅度高，以二、三叠系为目的层的气藏埋藏浅，甚至暴露地表，盖层条件差，所以在构造的主体部位含气条件是不利的。如中梁山背斜，地表出露上二叠统，在采煤时曾对构造顶部下二叠统茅口灰岩进行了巷道掘进，除遇大溶洞时有强烈的瓦斯突出以外，一般为微气显示，产量很低，经研究认为属气藏被破坏

| 背斜构造类型 | 褶皱强度(闭合高度/短轴) | 剖面形态 | 平面形态 | 构造核部出露地层 | 剖面实例 |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| 梳状 | 强烈（>0.25） | 顶尖翼陡，两翼倾角>45° | 线状 | 中下三叠统 | 梳状（南温泉） |
| 似梳状 | 中等（0.1～0.25） | 顶圆翼缓，两翼倾角<45° | 短轴及狭长 | 上三叠统-侏罗系 | 似梳状（綦河） |
| 箱状 | 强—中（0.1～0.4） | 顶宽平翼陡，两翼倾角>45° | 狭长 | 上三叠统-侏罗系 | 箱状（黄瓜山） |
| 膝状 | 弱（<0.1） | 顶平，一翼陡，一翼缓，陡翼倾角>25° | 狭长 | 侏罗系 | 膝状（纳溪） |
| 高丘状 | 弱（<0.1） | 顶部平，两翼缓，倾角<25° | 短轴 | 侏罗系 | 高丘状（阳高寺） |
| 低丘状 | 弱（<0.1） | 顶和两翼均甚平缓 | 短轴及穹窿 | 侏罗系 | 低丘状（白节滩） |

图4－7　背斜构造类型划分图

后的残余气体。南温泉构造钻探结果也证实在二叠系仅见微量天然气。目前获得工业气流的只有石龙峡构造，其中嘉一气藏范围较大，这与西翼的倾向轴部的断层切向另一翼、嘉一气藏没有遭受破坏构造形态完整有关。

近年来，通过对翼部断层下盘潜伏高点或断块的钻探，曾获得一些有工业价值的气井，如池1井在大池干井背斜东翼断层下盘下二叠统获气；板东4井和板2井分别在板桥构造的

东翼和西翼断层下盘的上二叠统、石炭系获气，说明在这类构造翼部深处只要有适当的圈闭条件亦可形成气藏，是今后值得重视的一个勘探新领域。

2. 似梳状背斜

受力中等，顶部圆缓，翼部稍陡，两翼倾角一般小于45°，个别的陡翼也有大于55°者，短轴和狭长背斜为主，核部多出露侏罗系自流井群或下沙溪庙组，最老为上二叠统香溪群。地表少见断层，即使有断层存在，亦与地腹的断层各成系统而互不联系。似梳状构造褶皱适中，形态较完整，沿构造长轴裂缝发育，是气藏富集较理想的一类构造。据石油沟、东溪、塘河等构造钻探结果，裂缝发育带在轴部附近宽约1公里左右，井间连通距离可达5～10公里。

根据地震和实际钻探资料，这类构造在地腹深处亦存在有切轴、切顶的断层，使构造形态复杂化。地腹断层一般是由陡翼切向轴部或者是从两翼同时切向轴部，因此，当构造核部被断层切割时也会造成气藏散失，如石油沟气田下二叠统在构造顶部被断层切开，钻探后二叠系产大量水。反之，如果断层切在翼部而没有破坏构造的完整性，气藏则被保存下来，例如相国寺气田，构造顶部虽较尖陡，但地腹断层偏西翼，构造仍较完整，二叠系和石炭系气藏保存条件好，是该气田的主要生产层。

另外，从背斜构造形态来看，似梳状构造顶部仍有相对尖陡者和圆缓者之分，相对尖陡者在核部一般出露地层较老，嘉陵江组气藏埋藏浅，区域性盖层条件变差，故很难获得工业性气藏，相国寺气田即属此例。相对圆缓者核部地层较新，区域性盖层条件好，是嘉陵江组形成气藏的一种重要构造类型，但向下常因构造变得复杂而导致二叠系产水。例如石油沟、塘河气田，二叠系构造断层发育，对气藏保存不利，所以在似梳状构造中很少能同时兼获嘉陵江组和下二叠统两个气藏。

3. 箱状背斜

多为狭长型背斜构造，反映构造受力较强，其最大特点是顶部宽平而两翼陡峻，张应力集中在构造顶部，沿长轴及宽缓的顶部裂缝发育，有一定的分布范围，除纵张缝和横张缝外，还有一组扭张缝，另外在肩部曲率最大，也是裂缝发育的地方。如邓井关气田嘉三气藏沿长轴方向连通8公里，短轴方向可达2.5公里，反映勾通气井之间的裂缝无论是在纵向上还是横向上都有一定的分布范围。

这类构造地表出露地层较新，多为侏罗系自流井群以上的地层，因而二、三叠系目的层有一定的埋藏深度，保存条件较好，利于气藏的富集和保存。问题是此类构造有向下变尖变陡的趋势，如黄瓜山构造地面为狭长箱状背斜构造，至地腹二叠系变为线形梳状背斜构造。此外还常有切向轴部的纵逆断层存在，破坏了深层构造的完整性，上部三叠系气藏含气条件好，可是到了二叠系却由于断层切顶而对气藏的形成和保存不利，邓井关气田就属于这种情况。

4. 膝状背斜

构造形态和裂缝发育情况具有许多和箱状背斜相似的特点，顶部平缓，两翼一侧陡一侧缓、呈不对称状。地腹主断层多发生在陡翼，偏缓翼一侧断层规模较小。两组相互对应的断层从翼部切向轴部，但一般规模小，没有破坏构造的完整性，相对而言，却使构造顶部抬升较高，沿轴部裂缝发育，形成对气藏富集的有利条件。另外二、三叠系目的层埋藏适中，地表出露的层位多为侏罗系自流井群或下沙溪庙组，盖层的保存条件良好，常可同时获得二、三叠系两组气藏。自流井、黄家场气田都属于此类型的背斜构造。

5. 高丘状背斜

多为短轴背斜，是褶皱强度较弱的一类构造，顶圆翼缓，两翼倾角小于25°，常不对称。

沿长轴及顶部除纵横两组张裂缝外，还有受扭应力作用而形成的扭裂缝，如据阳高寺、老翁场、宋家场等构造裂缝调查，一般都有三组裂缝相互交错，形成网状渗滤通道，气井之间连通条件好，是高产气井分布的主要部位。

高丘状构造出露地层较新，褶皱适中，在地腹构造中虽也有断层存在，但规模不大，且远离顶部，因此这类构造既有较发育的裂缝，构造保存条件又好，是含气条件较理想的一类构造，常可同时获得二、三叠系气藏。

6. 低丘状背斜

褶皱平缓，地表露头新，一般多为区域向斜中低平的穹窿背斜构造，上下形态变异不大。有时受少数规模不大的断层或不同组系构造的影响，在地腹形成局部的潜伏高点。如李子坝构造在地面只有一个高点，是一个完整的穹窿背斜，但到地腹二叠系则由鹿角、榕山镇、李子坝等几个次一级高点组成。由于受力弱，裂缝发育程度很不均一，不过此类构造保存完整，因此一般都储存有一定量的气。

## 第五节　构造单元划分

四川盆地在形成和发展过程中，与周边的地质构造有着紧密的联系，现根据区域构造特征、现今构造形迹和已知油气区的分布等，将盆地(台拗)及其周边地区次一级构造单元的具体划分情况分述如下(图4－8)。

**一、盆地周边的构造区**

*1. 龙门山台缘断褶带*

与大巴山断褶带、米仓山凸起同属扬子准地台向外围地槽区逐渐变化的台缘过渡带。西以龙门山断裂与松潘—甘孜地槽褶皱系为界，东以彭灌断裂与四川盆地分壤，东北端止于广元中子铺附近，西南端阻于康滇隆起，呈长条形北东向延伸，构成四川盆地西北侧的边缘山地。

区内构造活动频繁，变化较大。根据邻近地区资料分析，早震旦世本区仍可能处于剥蚀夷平的高地，晚震旦世以后开始沉没于海，上震旦统直接不整合覆盖在前震旦纪杂岩体之上。加里东期主要表现为台缘隆起性质，如九顶山、天井山等隆起活动明显，致使不同时代地层发育不全，但各个时代地层之间为假整合接触，说明当时的构造活动主要是升降运动。加里东期末地壳上升为陆，地层遭受剥蚀，断裂活动也加强，江油天井山隆起就是当时受断裂活动控制、后期剥蚀比较强烈的一个线形隆起。

海西期，龙门山断裂带东侧下降，形成一北东向的槽形拗陷，沉积了厚达数千米的泥盆、石炭系。以后，随着扬子准地台下沉沦为广海，龙门山地区才与东西邻区连为一体，接受下二叠统沉积。晚二叠世以后，海盆环境虽时有变迁，但直到中三叠世早印支运动以前，一直保持着以海相碳酸盐沉积为主。

进入晚三叠世，情况开始发生变化，最初西部地槽区的海水侵入本区，形成了垮洪洞组和须家河组底部海相段(小塘子组)，后因九顶山等隆起不断扩大，海流通道受到阻隔，随后西侧地槽区也开始回返，龙门山以西广大地区迅速抬升，从此四川盆地进入以内陆湖盆沉

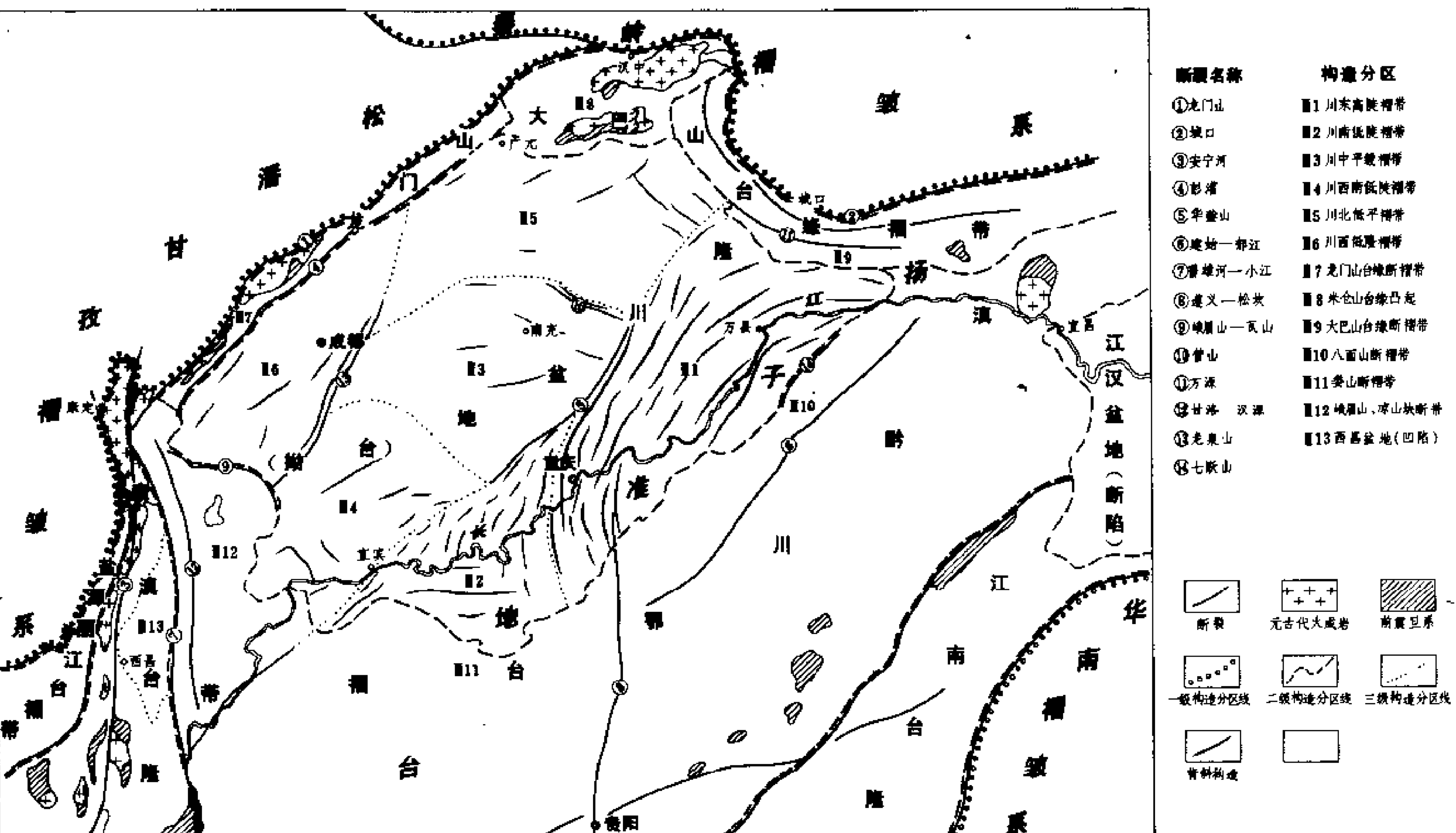



图4－8　四川盆地及邻区构造单元分区图

积为主的新阶段，出现了由陆源碎屑组成的须家河组。到了晚三叠世末，西侧地槽区发生了强烈的褶皱变形和区域变质，受其影响首当其冲的龙门山也发生了褶皱变形，特别是龙门山北段反映比较强烈，造成与上覆侏罗系呈角度不整合接触，而南段则反映甚弱，与上覆侏罗系间为平行不整合接触。龙门山的升起不仅使盆地的西部边界更加明确和固定下来，成为其前缘中新生代拗陷的陆源供给区，而且对后来的构造面貌也有深远影响。以后喜山运动再一次使本区的构造得到加强，形成为主要向盆地推掩的叠瓦式逆掩断层。

整个龙门山断褶带大致以绵竹为界，可分为南北两段。北段除著名的唐王寨向斜外，主要是倾向北西、向盆地推掩的逆冲断层带，靠近盆地前缘出现有碾子坝、矿山梁、天井山等背斜，其上被侏罗系不整合超覆。南段包括九顶山、宝兴杂岩体在内，除有大片前震旦系出露外，主要是由泥盆系、石炭系和二叠系组成的推覆体，逆掩在上三叠统须家河组乃至侏罗系之上，彭县附近可以见到很清楚的“飞来峰”构造（图4－9）。

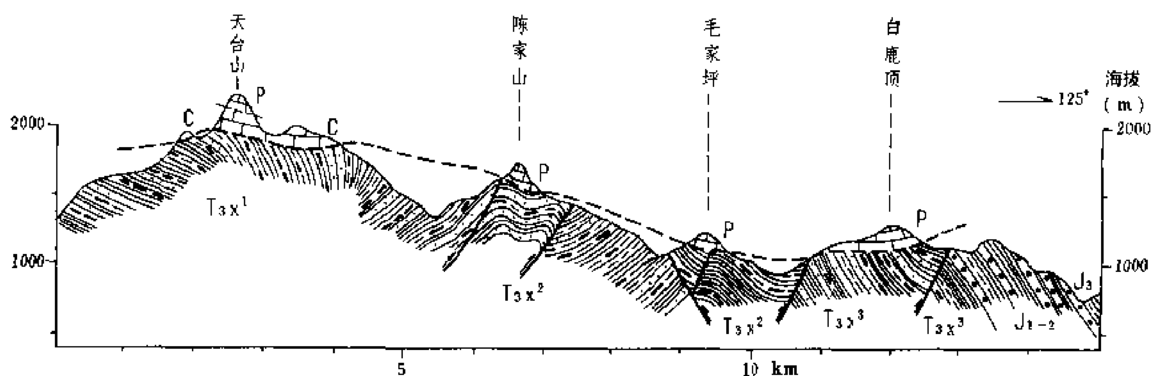



图4－9　彭县天台山—白鹿顶飞来峰构造剖面图
（引自四川省地质局灌县幅1∶20万区测报告）

2　米仓山台缘凸起

介于龙门山与大巴山断褶带之间，北以深断裂紧接秦岭地槽，南与四川盆地相邻。汉南鹰咀崖杂岩体是本区的主体，主要由前震旦系火地垭群变质岩系和晋宁期岩浆岩组成，杂岩体外围出露有从震旦系到侏罗系等不同时代的地层。

与龙门山、大巴山两个断褶带相比，本区为一隆起区，特别是早古生代沉积间断多，地层保留不全，表明当时地壳抬升活动较为频繁。泥盆、石炭系缺失，二叠纪后再度下沉，直到中三叠世皆有比较发育的浅水碳酸盐岩，印支运动后，本区可能又处于相对隆起的状态。

米仓山凸起上岩浆岩占了很大面积，显示了稳定坚硬的基底性质。盖层褶皱除南侧有呈东西向延伸的大两会背斜紧邻四川盆地外，围绕着杂岩体北西一侧还有曾家河、宁强等复式背斜带，它们主要由古生界组成，三叠系或零星的侏罗系只在向斜中见到，构造线走向以北东为主，反映出受龙门山断褶带影响，逐渐归并统一的自然景观。

3. 大巴山台缘断褶带

北以城口深断裂与秦岭地槽褶皱系为邻，南侧大致以连片出露上三叠统的底界与四川盆地分开，西北延至米仓山凸起，东端止于神农架基底隆起，为一组向南西方向突出的弧形断褶带，常称南大巴山弧。

区内出露最老的地层是震旦系，下震旦统是一套沉积火山碎屑岩，上震旦统为白云岩、暗色泥质岩夹硅质层。在横向上无论是岩性或厚度变化都较大，反映了处于台槽过渡带上的南大巴山，在晋宁期后的最初一段时间内地壳活动仍较活跃。加里东旋回本区为一斜坡带，下古生界由北侧地槽区向南进入本区，沉降幅度明显减弱，地层厚度减薄，自中上寒武世以后，显示出具有台缘降起性质。和地槽区相比，无论是岩性岩相特征或岩石变质情况都截然不同，在地槽区有辉绿岩贯穿层间和变质现象，而大巴山断褶带则无此等现象。加里东期末，北大巴山上降，本区亦抬升为陆，接受剥蚀，缺失泥盆、石炭系沉积。二叠纪时再次下沉，直到中三叠世皆以海相碳酸盐岩沉积为主，早印支运动后转为内陆湖盆沉积。从保留的地层分析，侏罗纪后，北大巴山一带上升活动加强，剥蚀加剧，本区已临近盆地北缘，应有一定厚度的沉积，目前只在个别向斜中零星见到。

大巴山断褶带由一系列复式背、向斜组成，褶皱紧密，并伴有许多平行走向的冲断层（图4－10）。自西而东构造线走向有明显变化，最北端为南北向，镇巴以南至万源一带为北西向，继而向东又转为东西向，展布上呈现为一组弧形断褶带，弧顶在宣汉樊哙至云阳沙沱之间。以云阳沙沱为界可分为东西两段，东段以东西走向为主，背斜带间多平行排列、西段以北西向为主，各背斜带常彼此斜列，向北西撒开，向东收敛，显示了除来自北侧的挤压力外、还兼有顺时针的相对扭动。断裂带对次一级构造带的划分控制比较明显，邻近主要断裂带的背斜构造抬升幅度高，出露地层老，在它的核部或断层上盘常可见到中上寒武统，但完整性常受到破坏；远离断裂带的背斜构造褶皱幅度相对减弱，形态也较完整，除北东倾的断层外，还有与全区受力方向相反的倾向南西的断层。从全区看，总趋势是自北而南褶皱幅度相对变弱。以巫溪铜罐沟、城口木瓜口断裂为界，可将本区分为前后两带。后带靠近地槽区、主要出露寒武系和震旦系，断裂十分发育，几乎无一完整背斜存在；前带出现了成排分布的背斜带，组成的地层也较后带为新，背斜核部常见下古生界，两翼及向斜中主要是二、三叠系、一般愈向南靠近四川盆地，组成的地层就愈新，同时褶皱幅度减弱。此外，在弧形褶皱带顶部的背斜构造较其东西两侧者隆起幅度要高，如天星桥、中岗岭等背斜构造核部见有寒武系，而到弧的东西两侧则逐渐低下，出露地层渐新，在万源还可见到大片侏罗系。

*4. 娄山和八面山断褶带*

本文所指的娄山和八面山断褶带是滇黔川鄂台褶带上的次一级构造单元，位于四川盆地东南缘、其范围主要包括鄂湘黔坳陷东侧和黔中加里东期隆起以北地区，燕山运动后褶皱成山，与四川盆地明显分开，成为一个独立的构造单元。

区内震旦系上、下统齐全，整个下古生界在这里也十分发育。加里东末期回返、从志留系后期保存情况表明，坳陷中心在来凤、印江一带。进入海西期、本区西部地处黔中隆起北部斜坡，地形较高，缺失泥盆、石炭系，但在湘鄂西地区地壳时有升降，海水沿大巴山与江南古陆间通道自东侵入，间断地沉积有厚度不大的泥盆、石炭系。二叠纪后，全区下沉为海，到中三叠世海水最后退走以前，海相碳酸盐地层普遍发育。早印支运动后转为陆相沉积、依目前保留的上三叠统和侏罗系分布面貌可知，本区处于当时湖盆的东部边缘。

侏罗纪末，本区发生了一次褶皱运动，即燕山运动中幕，震旦纪以来的沉积盖层发生变形。此一运动对四川盆地内部有何影响，目前还研究不够。但从建始、黔江、仁怀等地上白垩统—下第三系不整合在侏罗系以前地层之上，说明这次运动是强烈的，从此本区褶皱成山。到白垩系沉积时，原来的陆盆范围已大大收缩，其东缘向后退到七跃山以西，即大体上相当于今日四川盆地东部的边界。喜山运动使区内构造再一次加强，但规模远不及燕山期。

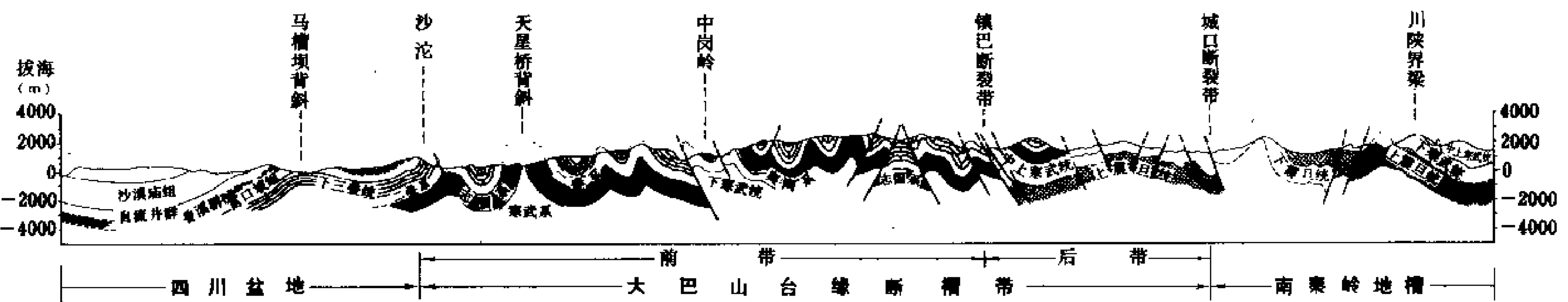



图4-10 南大巴山区域构造横剖面

现今构造以出现隔槽式褶皱为突出特点，背斜宽缓，核部由下古生界组成，向斜狭窄，主要出露三叠系和部分侏罗系。以遵义—松坎南北向大断裂为界，可分为东西两个特点并不完全相同的构造区。断裂以东，构造线为北东向，断层比较密集，除南北向大断裂外，北东向断层也很发育，背斜构造多与断裂相伴而生；断裂以西，构造线为东西向，断层较少，主要为较完整的箱状构造，局部构造面积较大，向斜中常常保留有较多的侏罗系。

5. 峨眉山和凉山块断带

位于四川盆地西南侧外缘，亦属滇黔川鄂台褶带上的次一级构造单元，东北以峨眉山、瓦山断裂与四川盆地为界，西南及西侧隔普雄河—小江断裂与康滇台隆相接。

区内以块断构造为主，断裂十分发育，有南北向、北西向、北东向等几组，彼此相互切割。在邻近四川盆地的峨眉山、瓦山地区，以北西向断裂为主，断块的抬升已将基岩露出，沉积盖层多破碎不全，除向斜外，完整的构造极少。凉山地区则以南北向断裂为主，并伴有背斜存在，在相邻两断裂间则由复式向斜组成。此外，区内还有岩浆活动，下震旦统、上二叠统都有很发育的火山岩。

追溯这些断裂的发育史，有的早在加里东期即已形成，表现在对下古生界的地层分布有明显的控制作用，如乐山—龙女寺加里东期隆起的西南缘边界即与北西向断裂一致，而凉山地区志留系后期剥蚀保留情况则受南北向断裂控制。这些断裂继承发展，对后来的地层分布以及上二叠统“峨眉山玄武岩”的喷发都有一定控制作用，直到喜山期最终形成现今面貌，成为四川盆地西南的边缘山地。

6. 西昌盆地

在四川盆地外围地区，隔峨眉山—凉山块断带与之相望的还有西昌盆地。

西昌盆地呈南北向展布，属康滇台隆上的次一级构造单元，主要由上三叠统—白垩系陆相地层组成，是早印支运动后的中新生代拗陷区。盆地的东北及东侧边界以普雄河断裂为界，西南以则木河断裂为界，西北和东南两侧分别以侏罗、白垩系分布范围为界，面积约5000平方公里(图4－11)。

据盆地周边出露地层分析，区内地处康滇台隆东缘，邻近康滇地轴古陆区，经历的构造变动多，升降起伏变化大，故从震旦纪开始到中二叠世结束的海相沉积大多保留不全，总的趋势是，普雄河断裂以东古生界保存较完整，并见有中、下三叠统存在；普雄河断裂以西不仅缺少中、下三叠统，而且上古生界向着台隆方向也逐层缺失。晚三叠世以后，开始接受上三叠统白果湾组含煤沉积，它以平行不整合覆盖在其下不同时代的地层之上，直至盆地西缘可以清楚地看到超覆于震旦系之上。随后不断下沉，继续接受了巨厚的侏罗系、白垩系红色地层沉积，总厚达5000米。

喜山运动早幕发生褶皱，形成为周边受不同断裂带控制并伴有紧密线型褶皱为边界的构造盆地。在盆地内部以贯穿南北的黑水河断裂为界，其东因靠近盆地东缘，地表多出露侏罗系，褶皱较紧凑，已知的有罗木大山背斜；其西是盆地的主体，以米市向斜为核心，为大片白垩系出露区，已知的背斜构造有七里坝、昌东等，多近南北向延伸或呈北北西反“*S*”型分布，两翼倾角一般为20°～40°。据现有零星地震资料反映，它们多属“*L*”型断层滑脱面以上的表皮褶皱，因此，对区内上下构造形态的变异情况应当给予足够重视(图4－12)。

## 二、盆地内部的构造区

盆地内部不同组系的构造，以华蓥山、龙泉山两个背斜带为界可以划分为三个构造区，进一步又可分为六个次一级构造区。

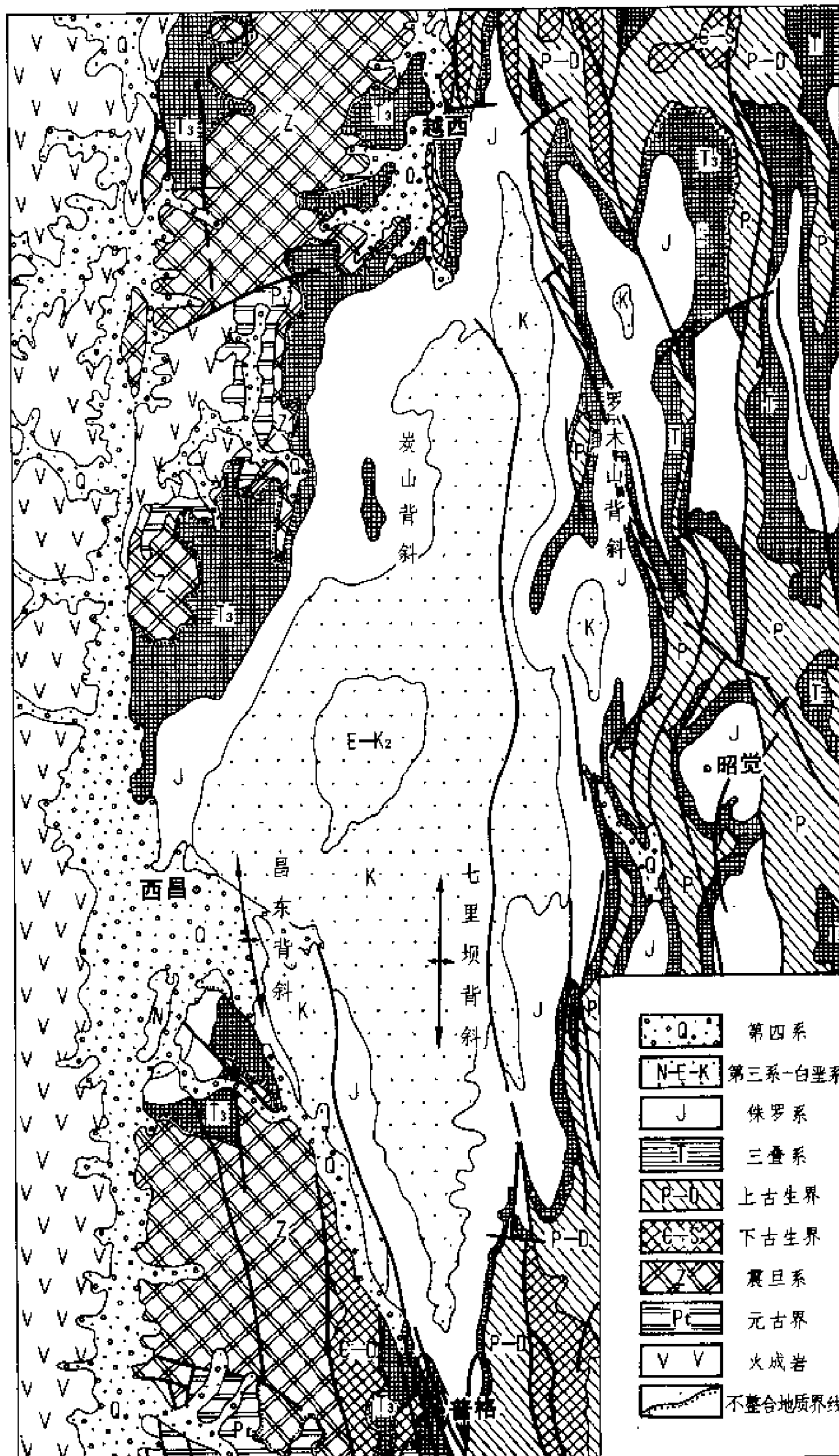



图4－11 西昌盆地地质略图

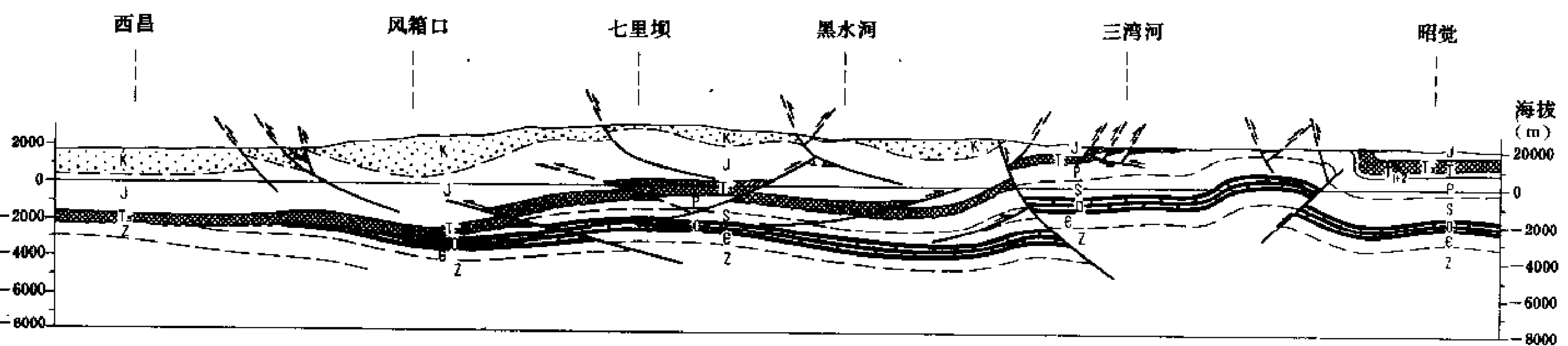



图4-12 西昌盆地地质构造剖面图

华蓥山以东称川东南构造区，包括川东高陡褶带和川南低陡褶带，主要是北东向平行排列的隔挡式褶皱束，背斜紧凑，向斜宽缓，走向逆断层比较发育，北侧受大巴山弧影响、向东弯曲，南侧呈帚状撒开。

龙泉山以西称川西北构造区，地表主要为白垩系分布，包括川北低平褶带和川西低陡褶带，除北侧构造平缓，为一区域性大向斜外，仍以北东向构造为主，断裂比较发育。

介于华蓥山与龙泉山之间的为川中构造区，包括川中平缓褶带和川西南低陡褶带、总的表现为褶皱平缓，方向散乱，少见断层，既有象威远、龙女寺这样大型的穹窿背斜、也有呈不同方向延伸的构造带。

1. 川东南构造区

(1) 川东高陡褶带

位于华蓥山、石龙峡以东，七跃山以西，是以大断裂所控制的高背斜带为主体的平行褶皱区。加里东期和海西期均处于鄂湘黔拗陷的西北翼斜坡。印支期沿华蓥山形成了北东向巨型隆起带。侏罗纪后，随着东侧的古陆不断抬升和扩大，本区成为其前缘的一个拗陷区。

现今构造为北北东及北东向隔挡式褶皱，背斜狭窄，向斜宽缓，另外还见有南北向或东西向构造干扰，彼此斜接复合，融为一体。主干背斜与大断裂相伴生，自西而东有华蓥山、铜锣峡、明月峡、云安场、方斗山、七跃山等高背斜带，其间还有南门场、卧龙河、大池干井等相对比较低缓的背斜带。华蓥山背斜出露的最老地层为寒武系，其它背斜多出露二、三叠系，向斜中为侏罗系红色地层。由于地层挤压较剧烈，向地腹深处断层增多，背斜多变尖、变陡、甚至倒转(图4－13)。但是，近年来通过地震勘探资料表明，下古生界构造有变缓

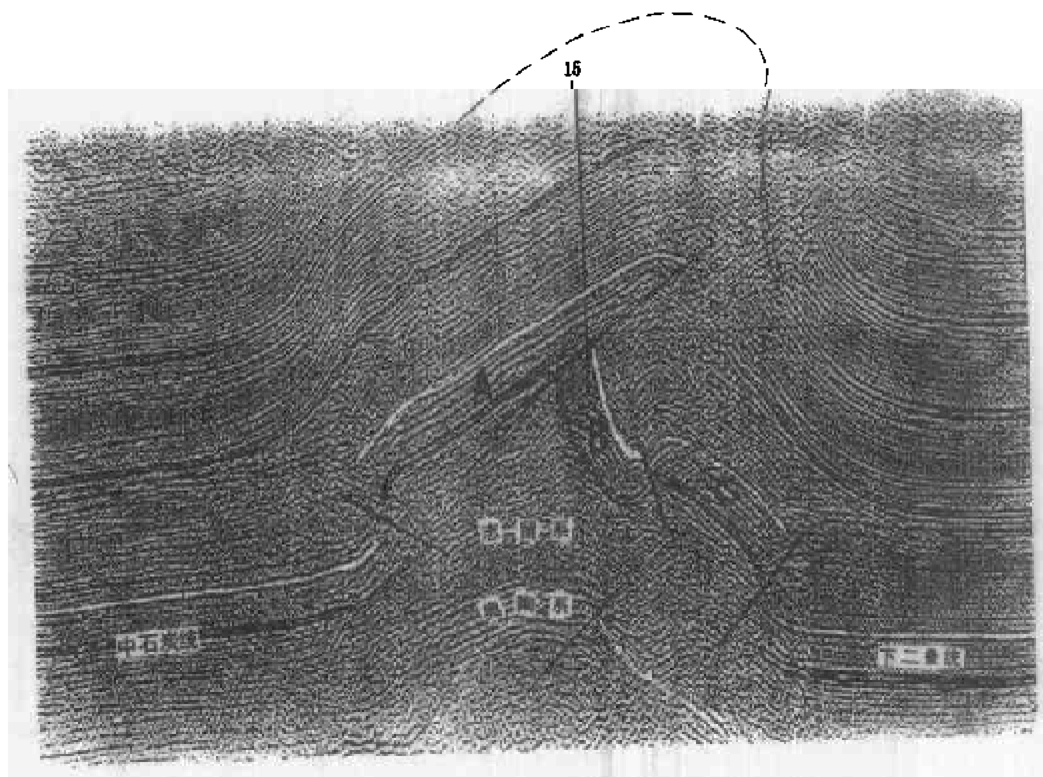



图4－13 大池干井构造地震时间剖面图

图示川东地区高陡背斜上下构造变异情况，地腹二叠系构造被断层解体为三带：A带为断层上盘正向构造、B带为断层下盘牵引陡带及向斜；C带为断层下盘潜伏正向构造

的趋势出现。

(2) 川南低陡褶带

位于川东高褶带以西，是华蓥山断褶带向西南延伸、呈帚状撒开的雁行式低背斜群。加里东期为拗陷区，印支期为泸州古隆起的主体部位，是中生代以来的隆起区。

现今构造以华蓥山背斜为主体，向南逐渐分支，有温塘峡—临峰场、沥鼻峡—六合场、东山—坛子坝、西山—龙洞坪、古佛山—南井、螺观山—广福坪、青山岭—双河场等构造带。背斜构造呈左列雁行排列。各个构造带北高南低，北半段褶皱强，断层发育，为狭长梳状构造，轴部多出露三叠系，向南延伸褶皱逐渐减弱，断层少，为膝状和丘状构造，轴部出露自流井群和沙溪庙组。过泸州以南，受盆地南缘娄山断褶带影响，为东西向构造分布地区，主要有高木顶、长垣坝、纳溪等构造带。其中以长垣坝构造带为突出代表，由一系列呈串珠排列的穹窿背斜构造组成，并伴随有东西向断裂。此外，区内还有南北向的一组构造，如庙高寺、合江等背斜构造。各组系构造之间互相影响，呈反接或斜接复合（图 4－14），为

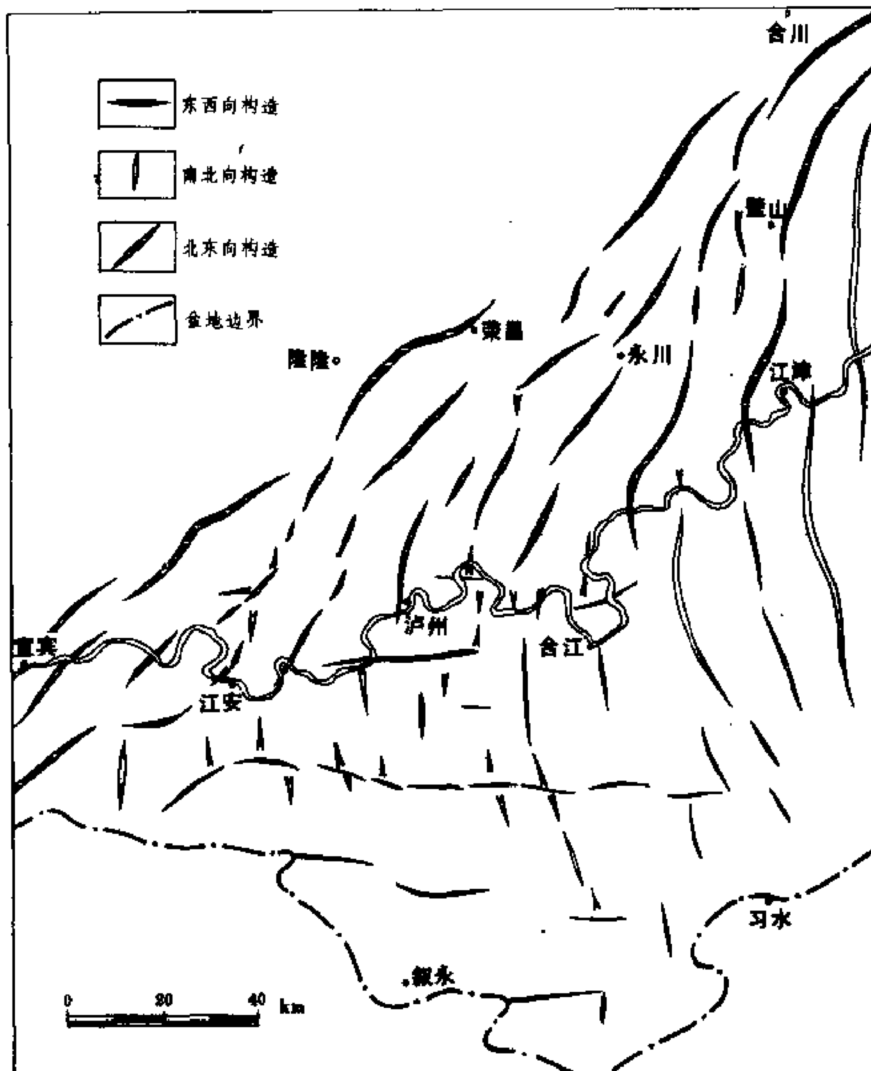



图 4－14 川南低陡褶带不同方向构造形迹图

形成众多的气藏圈闭创造了良好条件。区内的局部构造在垂向上由上向下褶皱增强，构造变窄，断层增多，特别是地腹二叠系构造往往出现多高点、多断块。

2. 川中构造区

(1) 川中平缓褶带

加里东期处于隆起部位，印支期和燕山期均为向北倾的斜坡。现今构造受华蓥山背斜带影响，东部抬升较高，向西逐渐倾伏，主要背斜有龙女寺、南充、广安、营山、八角场等，多属穹窿型构造，其间隔以向斜。另外，还有一些鼻状构造和小的穹窿构造，如位于龙女寺构造北翼外围的蓬莱镇—大石—立场台褶就是一例。川中平缓褶带总的构造方向为近东西向，在武胜、合川一带，因紧邻东侧的华蓥山，受其影响背斜多转为北东向延伸。区内局部构造褶皱幅度一般较弱，构造宽平，断裂少，向地腹深处变小变弱，一般在上三叠统香溪群以上与地面构造吻合性较好，以下则除主干背斜外均逐渐消失。

(2) 川西南低陡褶带

本文所指的川西南，是安岳、大足向斜以南，青山岭以西，龙泉山以东地区，包括威远背斜和原自流井凹陷。加里东期处于乐山—龙女寺隆起南翼斜坡。印支期处于泸州古隆起西侧斜坡。燕山期受北西向断裂控制，为白垩系沉降区，反映本区在长期地史发展中变异较大。现今构造中威远背斜涉及范围最大，也是盆地内首屈一指的大构造，核部已出露中三叠统。其它比较重要的构造有自流井、兴隆场、邓井关等几排构造，多为似梳状和膝状构造，核部出露上三叠统和中下侏罗统自流井群。它们自北东向南西方向逐渐下倾，并在大片白垩系露头分布区幅度减弱，如观音场、大塔场、青杠坪等构造。

3. 川西北构造区

(1) 川北低平褶带

加里东期是介于乐山—龙女寺隆起和鹰咀崖、天井山隆起之间的一个拗陷带。早印支运动后，保留了较全的中三叠统雷口坡组，表明区内为一相对的沉降区。继而受西侧和北侧地槽回返影响，沿龙门山、大巴山前缘形成中生代凹陷，沉积了厚达 6000 ～ 7000 米的陆相地层，中心在通江、巴中一带，北陡南缓。

早喜山运动发生褶皱，地表构造多平缓。根据构造延伸方向、构造形态和上下变异等特点，进一步分为三个构造小区。

九龙山北东向构造小区：以梓潼向斜为中心，西侧紧邻龙门山断褶带，有河湾场、双鱼石等背斜构造，东侧有九龙山背斜构造，向南西方向倾伏还出现有柘坝场等穹窿构造。另外，据地震资料查明，在广元、旺苍之间地腹二、三叠系还有一组东西向垒块断形式出现的构造带，按其走向追踪应系大两会背斜西倾没端的自然延伸。

涪阳坝北西向构造小区：受大巴山断褶带影响明显，主要为北西向延伸的构造线，如涪阳坝、天井坝等背斜以及一些鼻状构造（图 4－15）。另外，区内受北东向构造干扰也较明显，如涪阳坝构造在地腹三叠系背斜轴即为北东向，与南阳场构造共同组成了北东向的背斜带。

平昌旋卷构造小区：邻近川中隆起区北缘，多为一些小而低缓的穹窿构造，方向散乱，夹持在几组不同方向线的构造之间，形似旋卷构造。

(2) 川西低陡褶带

地表为大片第四系覆盖。加里东期地处乐山—龙女寺隆起带抬升的最高部位，志留系、奥陶系全被剥蚀，二叠系与下伏寒武系直接接触。中三叠世以后，为龙门山前缘凹陷，沉积

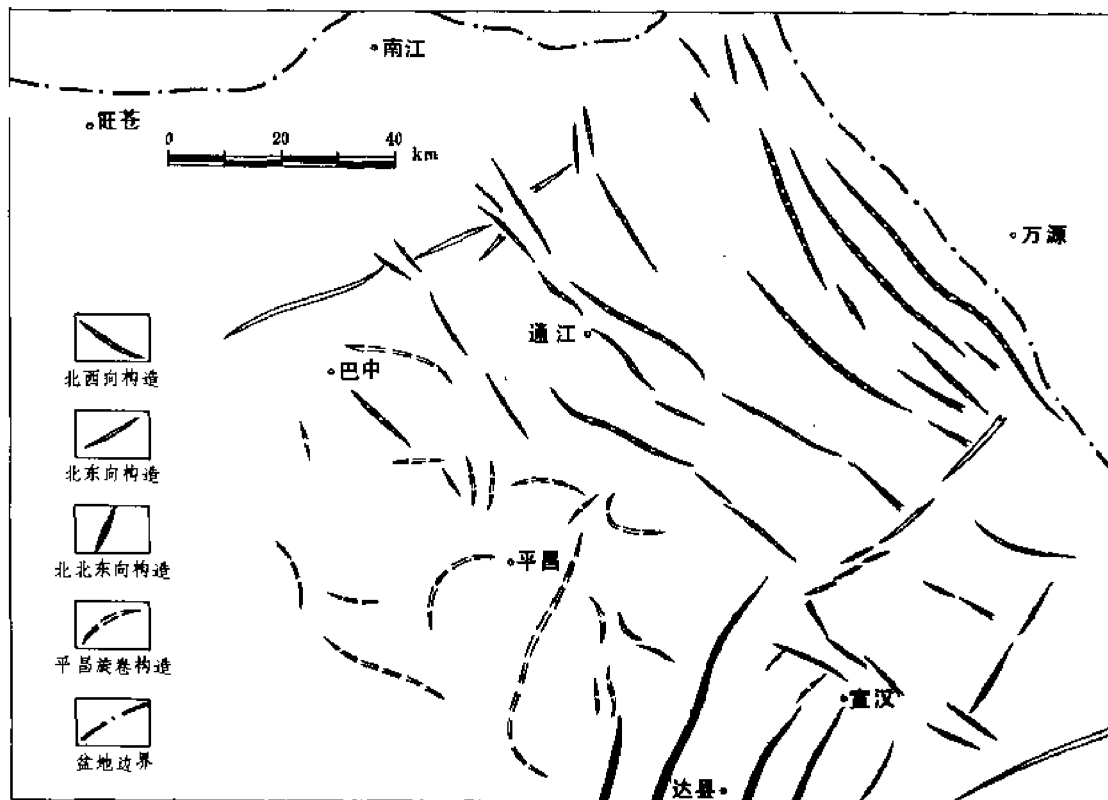



图 4－15 通江附近川北低平褶带不同方向构造形迹图

了近 6000 米的中新生代陆相地层，邻近山前带有发育的磨拉石建造，中心在大邑、名山一带，西陡东缓，呈北东向延伸。本区褶皱的主要时期是早喜山运动，但上第三系已发生变形，说明晚喜山运动在本区也有一定的活动规模。

现今构造主要为北东及北北东向，呈雁行排列，并以凹陷中心为界，其东侧的背斜轴面及断层皆倾向南东，自东而西有龙泉山、苏码头、三苏场、熊坡等背斜带；西侧的背斜轴面及断层倾向北西，主要有三合场、高家场、雾中山等背斜。在江油附近，因紧邻龙门山断褶带，在印支期已有局部构造形成，喜山期再次褶皱定型，故上下两期构造形态不吻合。区内靠南端与峨眉山、凉山块断带接壤处，出现了总岗山等南北向构造，经地震勘探发现，往北在洪雅、蒲江一带地腹亦有南北向的大型隆起存在——大兴构造（图 4－16）。它说明在本区除北东向构造外，南北向的构造形迹也占有一定影响。另外，褶皱强烈，逆掩断层发育，上下构造形态变异较大，也是区内构造的一个特点。如据地震资料反映，龙泉山和熊坡等背斜构造皆属断面之上北东向的表皮褶皱（图 4－17），地腹深处大都变为单斜或鼻状隆起，情况比较复杂。

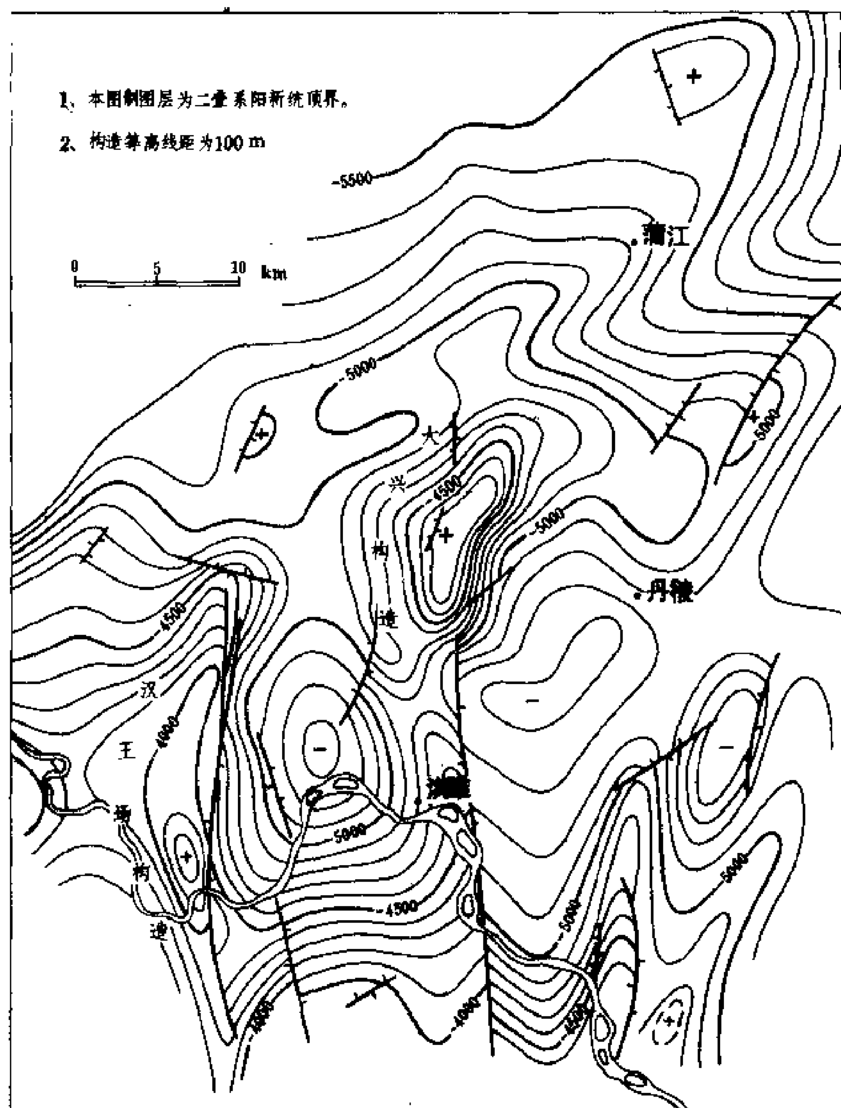



图4-16 川西大兴—汉王场一带构造等高线图

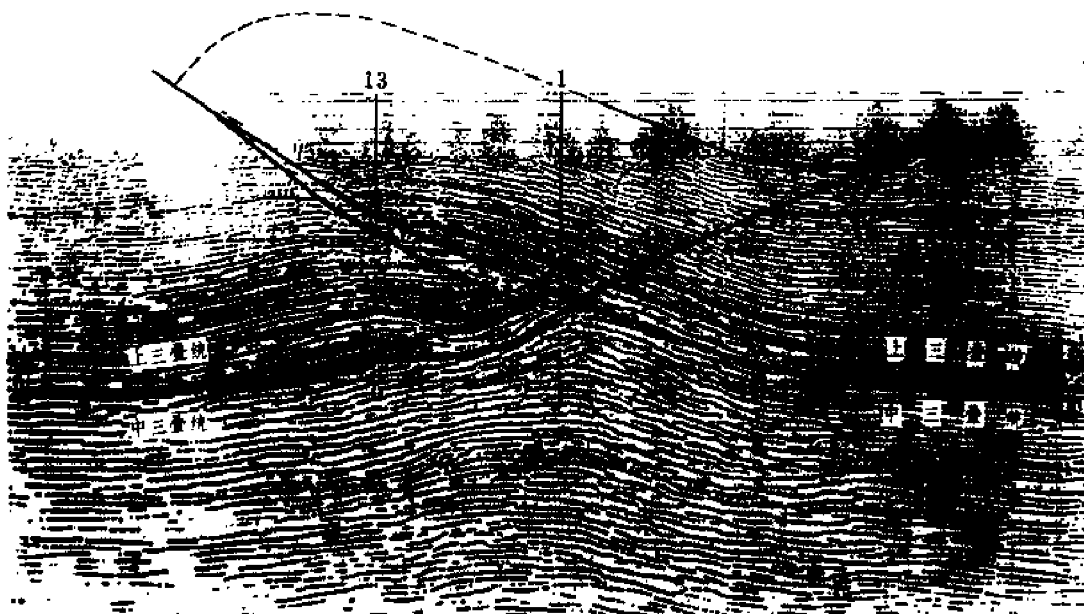



图4－17 川西熊坡构造地震时间剖面图

图示该背斜构造为具有"L型滑脱面"的表皮褶皱。断层自地面向下断至上三叠统，断距上大下小，并在中三叠统中发生滑脱。滑脱面下的潜伏构造为另一组呈南北向延伸的大兴构造

## 第六节 构造对油气的控制

现今的四川盆地是在扬子海盆基础上，经印支运动转化为中新生代的内陆拗陷盆地，再经喜山运动褶皱变形而形成的构造盆地。在长期演化过程中构造对油气形成和富集的控制，既有宏观的，也有微观的，本节仅就一些基本因素做简要论述。

首先，从总体上看，受基底岩性结构控制的一隆两拗构造格局是制约盖层沉积的主要因素。盆地东西两侧拗陷区属柔性基底，由于长期下沉，有巨厚沉积，特别是一些拗陷区与盆地沉积中心相一致，既是沉降中心，也是生油中心。持续稳定的下沉，有利于有机质的富集、保存和向油气转化，为含油气盆地的形成提供了丰富的物质基础。另外，随着埋深增大，在上覆层不断叠加的条件下，一方面促进了油气向更高的成熟度方向演化；另一方面岩层不断被压实，作用于油气层之上的地静压力不断增加，拗陷区成为策动油气向两侧斜坡带和隆起区进行运移的压源区。中间隆起区属硬性基底，沉积层厚度相对要小，特别是在经历多次地壳运动后保留下来的地层较少。如加里东期乐山—龙女寺古隆起具有基底隆起性质，顶部被剥蚀的最老层位已涉及下寒武统或震旦系。隆起区的生油气条件不如拗陷区，但常常是出现白云岩化、浅滩等有利储集相带和地层超覆、尖灭的地区，是油气运移聚集的良好场所。另外，和拗陷区相比，隆起区的油气演化程度相对较低，在同一目的层的条件下可望能找到石油。

其次，受地壳振荡运动的影响，无论在构造上或沉积上都具有多旋回性特点。沉积上的

多旋回性为纵向上形成多个含油气层系提供了基本条件，从震旦系到侏罗系形成了多种类型的储集层和生储盖层组合。构造上的多旋回性使盆地在长期发展中出现多次沉积间断。衡量其利弊关系，有利因素是能够改善风化壳的储集条件，丰富新的圈闭类型，促进古隆起和古构造油气早期聚集；不利因素是某些含油气层系和含油气层可能缺失，最明显的是盆地内有很大范围没有泥盆、石炭系。

另外，在不同构造发展阶段中，周缘古陆的活动情况对沉积环境和沉积相的分布也起着重要的控制作用。早印支运动前，四川盆地是扬子古海盆的一部分，受扬子准地台整体发展所控制，主要沉积是台地相碳酸盐岩，台地边缘相和盆地相不甚发育。这时康滇、龙门山、大巴山、江南等古陆，受地壳升降运动的影响，时而被海水淹没，成为水下隆起；时而露出水面，或连为一体，或呈岛链出现，成为陆源碎屑的供给区。但总的来说，西侧康滇古陆、龙门山古陆活动性强，海盆东深西浅，故岩相带变化方向以近东西向为主。在台地内部大断裂的活动也对岩性岩相变化有控制作用。特别是在二、三叠纪，沿断裂带或出现台内浅滩相带，或在水下形成屏障，阻滞水流活动，形成分割的蒸发盐盆。早印支运动后，海水退出，以四川盆地为主体的大型内陆拗陷盆地开始形成，它与海盆阶段最大不同之处是盆地自成体系，主要是湖相和河湖交替相碎屑岩沉积，水体、岩性、岩相围绕盆地周缘古陆自外向内由浅而深，循序渐变，在湖盆中心地带形成了上三叠统和中下侏罗统陆相含油气层系。不过，由于各古陆间的升降幅度存在差异，因而沉降中心时有迁移，盆地结构多呈不对称状，以沉降凹陷为中心，靠盆缘一侧陡，盆内一侧缓，使不同岩相带的延展宽度也不完全相同。

形成四川盆地现今构造的主要动力是来自东南和西北两个方向的挤压力，故盆内的褶皱和断裂走向多以北东向为主。但受基底性质、盖层厚度和周边构造区回返等影响，还具有多组系、多方向和多种型式的局部构造特点，有的在地表明显可见，有的则潜伏地下。众多的局部构造圈闭为油气富集提供了十分优越的条件，特别是四川盆地的油气层主要属裂缝性储集层，构造作用对改善油气层的储渗条件就显得更加重要。

# 第五章　油气生成和演化

四川盆地的含油气层可分为碎屑岩和碳酸盐岩两大类，但主要是碳酸盐岩油气层。后者又有两种情况：一种是巨厚的碳酸盐岩，几乎全部由石灰岩、白云岩组成，局部夹有石膏层、暗色泥岩夹层极少；另一种是碳酸盐岩和泥质岩共生，组成间互层或间夹层。这些位于不同层段的含油气层，不论是海相的还是陆相的，是碳酸盐岩的还是碎屑岩的，都有自己的地质特征和油气特征，反映出多生油气层系的特点。

从石油和天然气的有机成因学说出发，对泥质岩生油气问题早已为人们普遍承认。至于碳酸盐岩的生油气问题，随着勘探领域的扩大也逐渐受到重视，并且认为和泥质岩一样，只要具有丰富的生油母质、良好的还原环境和适合于有机质向油气转化的条件，同样也可以成为良好的生油气层。

## 第一节　生油(气)岩的划分

在我国，对于陆相生油层特别是对陆相泥质岩的生油问题研究较详，提出过一些不同级别生油岩的地球化学指标界限。如地质矿产部石油地质中心实验室和中国科学院兰州地质研究所分别以有机碳含量0.3%和0.4%作为生油岩的下限值。对碳酸盐岩生油岩的界限划分，相对来说研究较少。据我国一些已知具有一定生油能力的碳酸盐岩分析，有机碳含量一般变化在0.01%～1.0%之间，比陆相沉积要低得多。中国科学院贵阳地球化学研究所曾提出以有机碳含量0.08%为下限值来划分生油岩。

在四川盆地，无论是泥质岩还是碳酸盐岩生油层的地球化学指标，分析结果表明都不高。据实验分析资料统计，除侏罗系凉高山油层、大安寨油层和上三叠统须家河组以外，中、下三叠统以下各时代生油岩的指标数据普遍偏低。碳酸盐岩有机碳平均含量为0.19%(605块样)，氯仿沥青“A”平均含量为0.018%(346块样)，泥质岩类生油岩的有机碳含量相对较高，平均为0.75%(126块样)，但氯仿沥青“A”含量仍然很低，平均只有0.021%。这种现象是否反映了生油岩的本来面貌，看来并非完全如此。四川盆地是一个油气演化程度较高的含油气盆地，已知的油气层除了少数埋藏较浅者外，基本都已进入高成熟或过成熟阶段。二叠系以下地层的$R_o$值多在2%以上，说明随着埋深增大热演化程度加深，有机质无论从数量上或性质上将发生一系列变化。目前对这种变化还缺乏系统的实验数据，尚待进一步研究总结。所以下面依据四川盆地实际材料所讨论的生油岩地球化学指标界线，代表的是高成熟—过成熟阶段的标准，只具有一般定性的概念。若依此计算生油量则必须考虑乘以一个恢复系数，才能正确反映出成油高峰期的正常含量。

为了说明问题，下面从有机质数量、质量和环境三个方面，即1)有机质的丰度指标——有机碳的百分含量、2)有机质向石油转化程度指标——氯仿沥青“A”含量和氯仿沥青“A”/有机碳比值，3)生油岩沉积时的氧化还原环境指标——铁的还原系数(K值)，对不同生油(气)岩的地球化学指标作一讨论。

### 一、有机质的丰度指标——有机碳百分含量

泥质岩和碳酸盐岩生油岩之间由于受岩性、沉积环境和成岩后生变化等因素的影响，岩石中的剩余有机碳含量是有差别的。我们在利用剩余有机碳含量对生油岩进行评价时，必须区分不同的生油岩类型，同时采取各自不同的标准。表5－1、表5－2是根据现有资料对不同生油岩剩余有机碳含量的初步统计。从表中可以看出，不论是海相的还是陆相的地层，是处于成熟阶段或者是处于高成熟—过成熟阶段，碳酸盐岩的有机碳含量普遍比泥质岩低。如陆相沉积的大安寨油层正处于成油高峰期，其中深灰—黑色泥质岩的有机碳含量平均为0.87%（30个样），灰—灰黑色介壳灰岩的有机碳含量平均为0.34%（12个样），两者相比，泥质岩比碳酸盐岩高2.5倍。中、下三叠统以下海相地层油气演化程度较高，其中深灰—黑色泥质岩有机碳含量平均为0.93%（128个样），深灰—灰黑色碳酸盐岩有机碳含量平均为0.21%（492个样），后者仅约为前者的1/4。

**表5－1　四川盆地海相生油岩（震旦系—三叠系）有机碳含量**

| | 岩　性 | 有机碳（%） | 地球化学相 |
|---|---|---|---|
| 碳酸盐岩类 | 灰色白云岩 | 0.07/252 | 还原（K值0.38/108） |
| | 深灰—灰黑色白云岩 | 0.16/110 | 还原（K值0.45/88） |
| | 灰色泥质白云岩 | 0.15/3 | 还原（K值0.45/3） |
| | 深灰—灰黑色泥质白云岩 | 0.23/33 | 还原（K值0.39/33） |
| | 灰色石灰岩 | 0.16/204 | 还原（K值0.35/139） |
| | 深灰—灰黑色石灰岩 | 0.22/335 | 还原（K值0.47/276） |
| | 灰色泥质石灰岩 | 0.12/5 | 还原（K值0.44/5） |
| | 深灰—灰黑色泥质石灰岩 | 0.32/14 | 还原（K值0.42/12） |
| 泥质岩类 | 灰绿—灰色泥岩、页岩 | 0.15/116 | 弱还原—弱氧化（K值0.18/113） |
| | 深灰—黑色泥岩、页岩 | 0.93/128 | 还原（K值0.36/116） |

注：表中数据分子为分析结果，分母为分析样品数。

**表5－2　四川盆地陆相生油岩（大安寨油层）有机碳含量**

| | 岩　性 | 有机碳（%） | 地球化学相 |
|---|---|---|---|
| 碳酸盐岩类 | 灰色泥灰岩 | 0.27/8 | 弱还原（K值0.26/2） |
| | 灰色介壳灰岩 | 0.33/8 | 还原（K值0.40/6） |
| | 深灰—灰黑色介壳灰岩 | 0.37/4 | 还原（K值0.39/2） |
| 泥质岩类 | 灰绿色泥岩、页岩 | 0.14/3 | 弱还原（K值0.28/1） |
| | 深灰色泥岩、页岩 | 0.63/7 | 还原（K值0.46/1） |
| | 灰黑—黑色泥岩、页岩 | 0.95/23 | 还原（K值0.33/14） |

注：表中数据分子为分析结果，分母为分析样品数。

据研究认为，碳酸盐岩比泥质岩的剩余有机碳含量低，是因为它和泥质岩的矿物特征不同，而且在成岩过程中有机质损失的情况也不同。粘土岩矿物和细分散状的碳酸盐矿物都具有很大的表面积，都可以吸附和聚集大量的有机质，并且在沉积后的成岩过程中都具有促使有机质转化的性能。但它们之间又有所不同，粘土矿物系层状矿物，除表面吸附外，矿物的层间空间还可以结合大量的有机质，而形成特殊的有机－粘土矿物，层间吸附要比质点表面吸附牢固得多；而碳酸盐矿物则不具备这种性能，碳酸盐矿物是三方晶系矿物，Ca、Mg、Fe、Mn 等离子可以类质同象置换，但有机质不能进入碳酸盐矿物的晶格。另外，在漫长的地质过程中，泥质岩和碳酸盐岩对有机质的保存和损失也不相同，前者损失要小，有机质含量变化小，后者容易损失，有机质含量变化大。

对于泥质岩类，利用剩余有机碳含量进行生油条件评价时，可以大体参照我国一般陆相地层有关泥质生油岩的标准进行，即剩余有机碳含量大于 1% 时为好的生油岩层，0.5 ~ 1% 时为较好的生油岩层，小于 0.3% 时已属于非生油岩层。

碳酸盐岩生油岩应当有自已单独的评价标准，因为它和泥质岩之间，无论从沉积环境、岩性特点、成岩变化等方面都有差异。根据四川的具体情况可以认为，一般当剩余有机碳含量为 0.1% 时，就算具备了生油条件，如表 5－1 中所示，绝大多数灰—深灰色碳酸盐岩的有机碳含量平均大于 0.1%，它们属于低能环境的沉积产物，都具有自己生成油气的能力，暂作可以生油的下限。若剩余有机碳含量大于 0.2% 时，则应属于良好的生油岩层，如其中的深灰—灰黑色者大部都在此列。目前，对碳酸盐岩生油岩剩余有机碳含量的下限值究竟应定为多少，还有待进一步研究。

**二、有机质向石油转化程度指标——氯仿沥青“A”含量和氯仿沥青“A”／有机碳比值**

富含在岩石中的有机质，当达到成熟温度后即可向成油方向转化。为了能够了解生油岩中有机质向石油转化的程度，目前广泛应用的指标是氯仿沥青“A”含量、烃含量，同时也可以用氯仿沥青“A”／有机碳、总烃／有机碳来进行衡量，前者可以反映形成石油的量的多少，后者表示原始有机物质向石油转化的能力。生油岩中氯仿沥青“A”含量或总烃含量的高低，除了和母质中有机质的丰富程度关系密切以外，还与有机质的类型及其成熟程度有关，它是这两种因素的综合反映，其量的大小可以大致反映生油潜力。

问题在于四川盆地是一个有着漫长地质发展历史的沉积盆地，有机质成熟度过高，所形成的石油受热演化影响多已成为天然气，这一特点，使我们在应用氯仿沥青“A”含量、总烃含量以及氯仿沥青“A”／有机碳或总烃／有机碳等指标在判断有机质向油气转化程度上带来了新的问题，即对地层时代较老、演化程度高的生油岩如何使用这些指标问题。

川中地区侏罗系大安寨组是四川盆地埋藏深度相对较浅的一个含油层组。许多资料说明，它本身的生储盖层组合条件较好，既有生油条件，又有储油条件，以产原油为主，处于石油演化的成熟阶段。据有关资料统计(表 5－3)，大安寨组暗色泥质岩的氯仿沥青“A”含量平均为 0.1 ~ 0.2%，介壳灰岩平均为 0.04 ~ 0.06%；暗色泥岩氯仿沥青“A”／有机碳的比值平均为 17 ~ 19%；介壳灰岩平均为 14 ~ 24%。说明油气在正常成熟条件下，无论是泥质岩或碳酸盐岩，一般好的生油岩其氯仿沥青“A”含量普遍都比较高，多大于 0.04%，沥青转化系数大，为 10 ~ 20%，甚至超过 20%，较差的生油岩沥青转化系数多小于 10%，如灰绿色泥岩、页岩。

表 5－3　川中大安寨油层生油岩地球化学指标

| 岩　　性 | 有机碳（%） | 氯仿沥青“A”（%） | 沥青转化系数（“A”/C，%） |
| --- | --- | --- | --- |
| 灰色泥灰岩 | 0.27/8 块 | 0.022/6 块 | 8.3/6 块 |
| 灰色介壳灰岩 | 0.33/8 块 | 0.040/6 块 | 14.2/6 块 |
| 深灰—灰黑色介壳灰岩 | 0.37/4 块 | 0.062/5 块 | 24.7/5 块 |
| 灰绿色泥岩、页岩 | 0.14/3 块 | 0.019/3 块 | 9.4/2 块 |
| 深灰色泥岩、页岩 | 0.63/7 块 | 0.097/6 块 | 17.0/5 块 |
| 灰黑—黑色泥岩、页岩 | 0.95/23 块 | 0.213/12 块 | 19.0/12 块 |

注：表中数据分子为分析结果，分母为分析样品数。

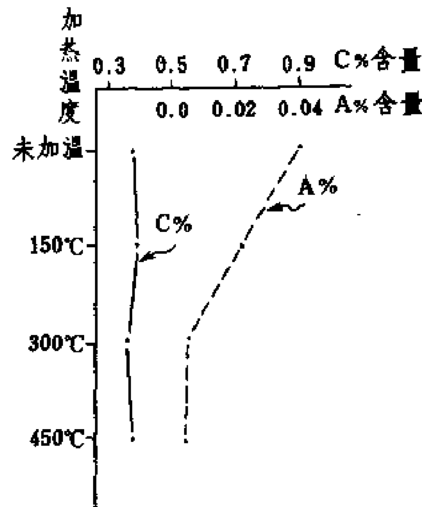



图 5－1　有机碳、氯仿沥青“A”在不同温度下的含量变化图

但是，当生油岩不断被深埋，在上覆地层的重荷压力下，随着温度升高油气将发生演化，这时上述指标的情况也就不同了。现仍以大安寨组生油岩为例，据在实验室条件下加温试验得知（图 5－1、表 5－4），随着温度上升有机碳含量无明显变化，但氯仿沥青“A”含量却明显偏少。当温度提高到 150 ℃ 时，大约较未加热前减少一半，而在300 ℃ 以后急剧降低，仅为未加热前的1/10，反映了在不同温度条件下，受热演化影响生油岩本身的地球化学指标是有变化的。因此，我们在利用上述这些指标分析油气转化程度时，要辩证的认识油气生成和演化之间的关系，对于成熟度高的生油岩更要注意，一般在使用时应当把数值标准降低考虑。

四川盆地海相沉积的油气层，大部分生油岩已处于过成熟阶段，氯仿沥青“A”含量、烃含量普遍都很低（图 5－2 及表 5－5、表 5－6）。根据现有资料，一些好的生演岩氯仿沥青“A”含量多在0.005 ～ 0.010%，烃含量亦如此，在0.005 ～ 0.010%，除暗色泥质岩外，氯

仿沥青“A”/有机碳一般在10～18%之间，总烃/有机碳在5～8%。据信这种现象不是生油岩在油气成熟阶段的本来面貌，而是进入到过成熟阶段后期演化的结果。根据四川的具体情况，初步考虑在成熟度高的地区，一般氯仿沥青“A”含量达到0.010%，烃含量大于0.005%，氯仿沥青“A”/有机碳和总烃/有机碳分别大于10%和5%，就应算具有了生油条件。对这些数值选用上是否恰当，还有待以后进一步研究。

表5－4　川中地区大安寨油层生油岩加温试验数据

| 加热温度(100h) | 试热1号(含泥质灰岩) | | 试热2号(含介壳泥岩) | |
|---|---|---|---|---|
| | 有机碳(%) | 氯仿沥青“A”(%) | 有机碳(%) | 氯仿沥青“A”(%) |
| 未加热前 | 0.36 | 0.040 | 0.49 | 0.029 |
| 150℃ | 0.37 | 0.020 | 0.45 | 0.013 |
| 300℃ | 0.34 | 0.004 | 0.46 | 0.007 |
| 450℃ | 0.36 | 0.003 | 0.46 | 0.002 |

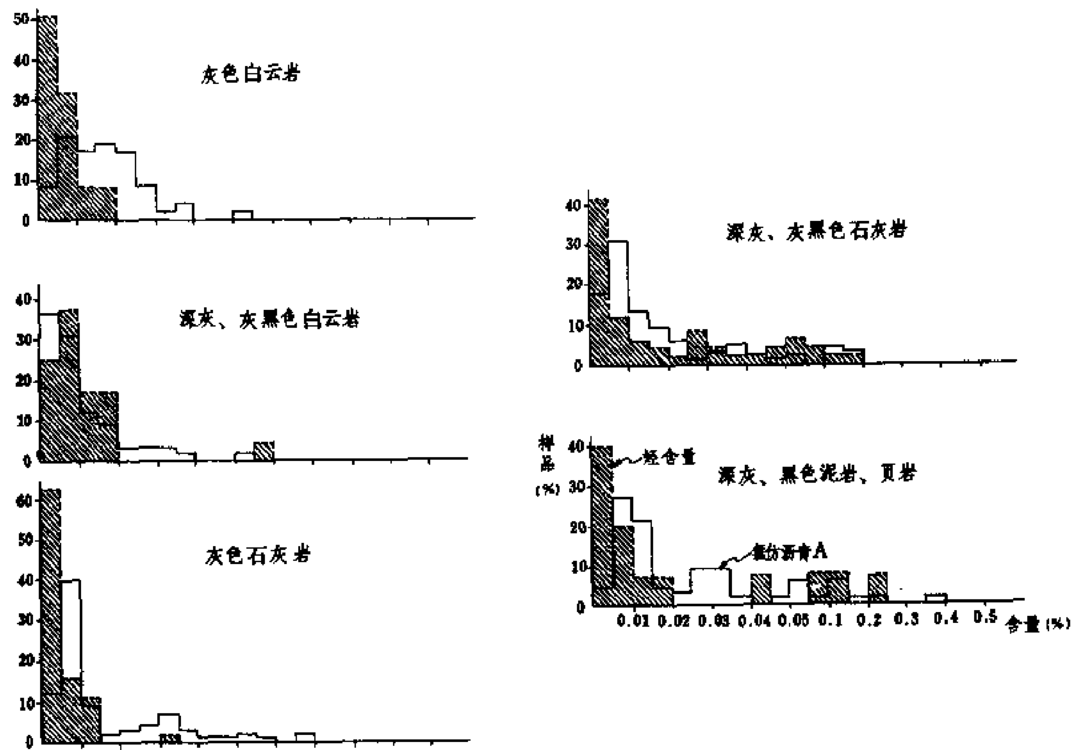



图5－2　四川盆地海相生油岩氯仿沥青“A”、烃含量频率图

表 5－5　四川盆地海相生油岩（震旦系—三叠系）氯仿沥青“A”含量

| 岩　　性 | 样品数（个） | 最小值（%） | 最大值（%） | 平均值（%） | 一般值（%） | A/C（%） |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 灰色白云岩 | 47 | 0.002 | 0.052 | 0.016 | 0.010 | 17.8 |
| 深灰—灰黑色白云岩 | 74 | 0.002 | 0.059 | 0.013 | 0.005 | 9.9 |
| 灰色石灰岩 | 99 | 0.001 | 0.158 | 0.017 | 0.009 | 12.8 |
| 深灰—灰黑色石灰岩 | 108 | 0.001 | 0.387 | 0.028 | 0.008 | 10.9 |
| 灰绿—灰色泥岩、页岩 | 55 | 0.001 | 0.064 | 0.015 | 0.007 | 13.4 |
| 深灰—黑色泥岩、页岩 | 67 | 0.001 | 0.366 | 0.036 | 0.007 | 6.5 |

表5－6　四川盆地海相生油岩（震旦系—三叠系）烃含量

| 岩　　性 | 样品数（个） | 最小值（%） | 最大值（%） | 平均值（%） | 一般值（%） | 烃/C（%） |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 灰色白云岩 | 25 | 0.002 | 0.018 | 0.007 | 0.005 | 4.6 |
| 深灰—灰黑色白云岩 | 26 | 0.001 | 0.078 | 0.011 | 0.006 | 6.0 |
| 灰色石灰岩 | 61 | 0.002 | 0.053 | 0.006 | 0.004 | 4.0 |
| 深灰—灰黑色石灰岩 | 50 | 0.001 | 0.178 | 0.025 | 0.005 | 7.8 |
| 灰绿—灰色泥岩、页岩 | 3 | 0.001 | 0.010 | 0.006 | 0.005 | 6.2 |
| 深灰—黑色泥岩、页岩 | 15 | 0.001 | 0.209 | 0.033 | 0.005 | 5.2 |

### 三、生油岩沉积时的环境指标——铁还原系数（K 值）

岩层中有机质的含量和类型，对油气的生成虽然是决定性的，但是，不同的沉积环境和成岩环境，对有机质能否富集和保存仍然是个重要因素。在氧化作用条件下有机质很难保存，而还原环境则有利于有机质富集，因此在研究和分析生油条件时，环境指标仍是不可缺少的因素。目前常用的铁还原系数（K 值）就是一种判断生油岩沉积时的环境指标。铁是一种变价元素，它可以因沉积环境 Eh 值不同而改变自己的化合价，K 值就是在考虑了这些因素以后，利用岩石中各种铁百分含量的相互关系而提出来的。

根据对四川盆地一些层系资料的统计、研究，利用 K 值对海相碳酸盐岩地球化学相的划分标准，与我国总结的陆相地层的划分标准大体是一致的。图 5－3 是根据中三叠统雷口坡组 586 个分析样品绘制的碳酸盐岩 K 值曲线，依据该图确定的划分标准与我国陆相地层划分地球化学相的界限进行对比（表 5－7），可以看出它们彼此是近于一致的。

应当说明，由于沉积条件不同，利用 K 值对不同层系地层进行地球化学相划分时，其界限也并非完全都是相同的。为了使用统一，对四川盆地生油岩地球化学相的分类界限，暂时规定如下：

| | |
|---|---|
| 氧化相 | K 值 <0.2 |
| 弱还原相 | K 值 0.2 ~ 0.35 |
| 还原相 | K 值 0.35 ~ 0.6 |
| 强还原相 | K 值 >0.6 |

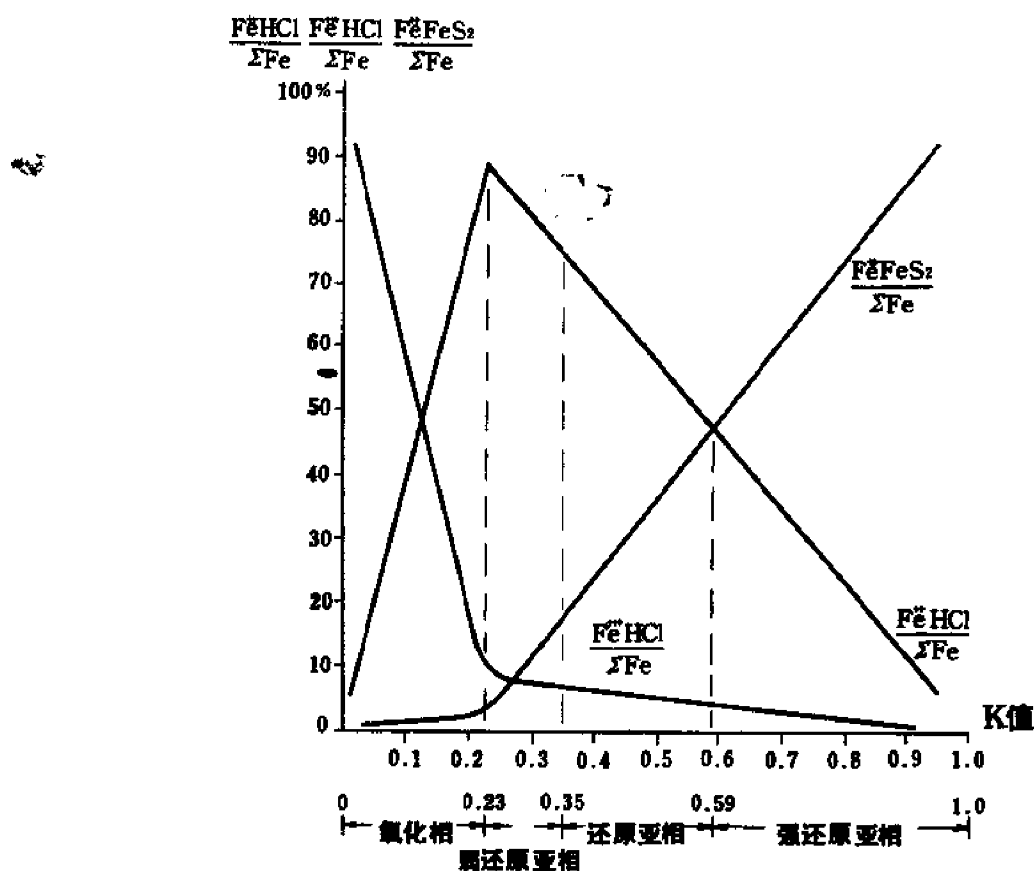



图 5-3 K 值与地球化学相区关系图

**表 5-7 陆相地层和海相三叠系雷口坡组不同地球化学相还原系数（K 值）划分标准对比表**

| 地球化学相分类 | 还原系数（K 值） | |
|---|---|---|
| | 我国陆相地层 | 四川海相碳酸盐岩（中三叠统雷口坡组） |
| 氧化相 | 0 ~ 0.2 | 0 ~ 0.23 |
| 弱还原相 | 0.2 ~ 0.3 | 0.23 ~ 0.35 |
| 还原相 | 0.3 ~ 0.55 | 0.35 ~ 0.59 |
| 强还原相 | >0.55 | >0.59 |

## 第二节　主要生油气层概述

下面把盆地内一些主要的生油气层情况，简要记述于后。

### 一、几个主要的生油气层

*1. 上震旦统灯影组*

为一套岩性单一的灰色至深灰色白云岩，属局限海台地相沉积，厚 600 ~ 1100 米。白云岩中含有较丰富的藻，特别是在中部葡萄状白云岩段含藻普遍，同时区域上分布稳定，是灯影组中主要的生油气层段。生油岩的平均厚度约 350 米，以盆地西部厚度较大，一般在 550 米以上，最大厚度可达 703 米。向东变薄，至盆地东部边缘只有 50 米左右。白云岩有机碳含量平均为 0.19%，二价硫含量平均为 0.08%，氯仿沥青"A"含量平均为 0.015%，氯仿沥青"A"/有机碳平均为 12.5 %。

*2. 下寒武统*

是在上震旦统灯影组侵蚀面基础上沉积的一套灰—灰黑色泥质岩和碳酸盐岩，厚 600 ~ 1000 米，在川中龙女寺井下最薄，厚仅 200 余米。纵向上一般可分 3 ~ 4 个组。下部筇竹寺组为黑色含碳质页岩、砂质页岩夹粉砂岩，由下向上颜色变浅，并逐渐为灰、深灰色粉砂岩所代替，横向上在川东北大巴山一带为灰及深灰色页岩、砂质页岩与石灰岩层。中部沧浪铺组为紫红色砂质泥岩与同色及灰色细至中粒砂岩，此外还夹有石灰岩和白云岩，横向上变化较大，总的趋势是东深西浅，如大巴山及长江三峡一带靠上部有比较发育的石灰岩沉积，鲕状灰岩与泥质岩组成间夹层（天河板组）。上部龙王庙组沉积稳定，主要是白云岩，大区域内皆可对比。下寒武统的纵向变化清楚地反映出，筇竹寺期沉积环境安定，黑色泥质岩发育，是一个十分有利的生油层。到沧浪铺期海盆环境明显变浅，除东部大巴山一带有石灰岩沉积外，主要是碎屑岩，直到进入龙王庙期海侵规模再度扩大，形成分布稳定的白云岩，生油条件以东部较好，西部较差，就总的生油条件而论显然不如筇竹寺组。

下寒武统中暗色泥质岩生油层的平均厚度为 210 米，最大厚度在 400 米以上，碳酸盐岩生油层平均厚度为 150 米，厚度变化在 50 ~ 300 米。深灰—黑色页岩有机碳含量平均为 0.67%，二价硫含量平均为 0.61%，氯仿沥青"A"含量平均为 0.021%，氯仿沥青"A"/有机碳平均为 7.41%；灰—深灰色石灰岩有机碳含量平均为 0.20%，二价硫含量平均为 0.14%，氯仿沥青"A"含量平均为 0.039%，氯仿沥青"A"/有机碳平均为 10.3%。

*3. 志留系*

受后期剥蚀影响，各地残留厚度不一，盆地内除乐山—龙女寺隆起核部志留系全部缺失外，一般保留有下统和中统部分地层，厚500 余米，主要是一套灰及灰绿色页岩间夹粉砂岩或生物灰岩。靠底部的龙马溪组连续沉积在奥陶系之上，被认为是一个比较好的生油层，岩性以页岩及粉砂质页岩为主，下黑上绿，特别是下部"黑色段"富含笔石，有机质丰富，生油条件良好。其上的小河坝组一般为绿灰色细砂岩夹砂质页岩及页岩，生油条件明显变差，但横向上在凹陷区常侧变为石灰岩与灰绿色页岩的间互层（罗惹坪组或石牛栏组），仍具有一定生油能力。中志留统大多残缺，只保留有韩家店组下部，为黄绿色夹紫红色粉砂质页岩与泥质粉砂岩，代表着属于海退期旋回组合的沉积。

志留系中的生油岩主要是暗色泥质岩，平均厚度为 550 米，所夹碳酸盐岩虽也可生油，但局限于川南地区，厚度亦不大，平均为 25 米。深灰—灰黑色页岩生油岩有机碳含量平均

为0.83%，二价硫含量平均为0.42%，氯仿沥青“A”含量平均为0.019%，氯仿沥青“A”/有机碳平均为8.0%；灰绿色泥岩有机碳含量平均为0.13%，二价硫含量平均为0.08%，氯仿沥青“A”含量平均为0.013%，氯仿沥青“A”/有机碳平均为10.4%。

4. 下二叠统

主要由深灰至灰色生物灰岩和含生物灰岩组成，厚250～400米，顶部因后期剥蚀影响保留不全。下二叠统在纵向上形成了两个十分相近的旋回组合，即梁山组—栖霞组和茅口组，有规律的旋回性变化，对生油气层的形成和有利部位的控制比较明显。一般靠旋回下部属海侵初期和海侵期，为比较安静的低能环境，有利于生物的生长保存，主要为深灰至灰黑色绿藻、介形虫、腕足等生屑泥晶灰岩与泥质灰岩条带间互层和以䗴、有孔虫等为主组成的灰及褐灰色厚层至块状生物灰岩，有机质丰富，为良好的生油层段，如茅口组阳三[1]层和阳三[2]层下部。

下二叠统生油岩以碳酸盐岩为主，平均厚度约300米，泥质岩多以夹层出现，不占重要地位，平均厚度只在10米左右。灰—深灰色石灰岩有机碳含量平均为0.34%，二价硫含量平均为0.12%，氯仿沥青“A”含量平均为0.020%，氯仿沥青“A”/有机碳平均为9.9%。

5. 下三叠统嘉陵江组

为一套由浅海和潟湖环境相间组成的石灰岩、白云岩和石膏、岩盐的地层，纵向上分为五段，厚500～600米，嘉一段、嘉三段代表海进阶段沉积，主要是灰及深灰色石灰岩，层厚皆在150米左右，横向上分布稳定，普遍可见有瓣鳃、腹足和有孔虫等生物化石，说明具有一定的生油母质，是嘉陵江组主要的生油层段。嘉二段、嘉四段和嘉五段为海退阶段的沉积，石膏、岩盐比较发育，与石灰岩、白云岩相互组成间夹层，局部还见有薄层页岩，纵向上变化频繁，其中石灰岩、白云岩和泥质岩夹层虽也具有一定的生油条件，但层次薄，横向上分布不稳定，因此总的来看不如嘉一段、嘉三段好。

嘉陵江组的生油岩主要是碳酸盐岩，平均厚度为420米，灰—深灰色石灰岩、白云岩有机碳含量平均为0.12～0.15%，二价硫含量平均为0.11～0.23%，氯仿沥青“A”含量平均为0.018～0.020%，氯仿沥青“A”/有机碳平均为12.9～14.4%。

6. 中三叠统雷口坡组

仍属浅海相石灰岩、白云岩和潟湖相石膏、岩盐沉积。与嘉陵江组不同的是海侵方向来自西侧，因此，雷口坡组生油有利地区是在华蓥山以西的川中、川西一带。

雷口坡组纵向上分为五段（包括天井山灰岩），受后期剥蚀影响，各地残留厚度不一，一般厚200～800米，局部缺失。其中雷一段处于嘉五段海退期后的平稳下沉阶段，虽然没有大规模的海侵，但环境安定，主要为深灰色白云质泥岩和薄层泥质白云岩，具有一定的生油气条件。雷三段是在经历了雷二段海退之后的海侵高潮期沉积，横向上随着环境变迁有一定变化。但在川西和川中一带主要为深灰色石灰岩和白云岩，生油条件好，成层稳定，厚度大，应是雷口坡组中重要的生油气层段。

雷口坡组生油岩的平均厚度为230米。深灰色含泥质云岩有机碳含量平均为0.22%，二价硫含量平均为0.23%，氯仿沥青“A”含量平均为0.013%，氯仿沥青“A”/有机碳平均为6.5%；灰至深灰色石灰岩、白云岩有机碳含量平均为0.09～0.12%，二价硫含量平均为0.08～0.20%，氯仿沥青“A”含量平均为0.012～0.013%，氯仿沥青“A”/有机碳平均为11.5～14.4%。

7. 上三叠统须家河组

须家河组中暗色泥质岩发育，特别是在川西靠底部有一套海相砂、页岩段（须一段），生油气条件好。厚度最大的地区在江油、绵竹、灌县一带，可达500～1000米，向东减薄，川中及川北地区暗色泥质岩厚约150～250米。暗色泥质岩生油岩的有机碳含量大多数在0.6～1.2%之间，氯仿沥青"A"含量0.05～0.11%，但向烃的转化率低，一般烃含量为0.015～0.046%，烃转化率（烃/有机碳）为1.32～3.04%。据各项有机地球化学特征反映，须家河组生油岩的有机质类型主要是腐植型，故决定了它的成烃方向以天然气为主。此外，在暗色泥质岩中还夹有多层薄煤和煤线，亦可成为生成天然气的一个来源。

*8. 侏罗系自流井群大安寨油层*

继晚三叠世之后，侏罗纪自流井世也是内陆湖相沉积中形成油气的一个重要时期。自流井群在纵向上共有三套黑色页岩与介壳灰岩、薄层砂岩间互组成的含油层系。大安寨油层是其中的一组碳酸盐岩含油气层系，厚80～100米。当时，湖盆的中心在川北达县一带，不仅有深湖相黑色页岩，而且在上倾的半深水湖斜坡带还有比较发育的介壳灰岩，形成黑色页岩与介壳灰岩间互层。无论是黑色页岩，还是介壳灰岩，都含有大量的瓣鳃、腹足和介形虫等湖生生物，有机质十分丰富，特别是湖盆中心附近，环境安定，大量的湖生生物在还原条件下得以保存，具有良好的生油条件。外围的浅湖相区环境动荡，变化较大，主要为紫红色泥岩和泥灰岩沉积区，生油条件明显变差。

大安寨油层的总厚度虽然不大，但由于主要是由黑色页岩和介壳灰岩组成，在有利的生油相区内生油岩厚度可达80～90米左右。其中深灰—灰黑色泥页岩有机碳含量平均为0.88%，二价硫含量平均为0.57%，氯仿沥青"A"含量平均为0.126%，氯仿沥青"A"/有机碳平均为18.4%；介壳灰岩有机碳含量平均为0.34%，二价硫含量平均为0.28%，氯仿沥青"A"含量平均为0.05%，氯仿沥青"A"/有机碳平均为18.9%。

除了上面列述的几个主要生油气层以外，上震旦统陡山沱组、中上寒武统、奥陶系、上二叠统、下三叠统飞仙关组、侏罗系自流井群东岳庙段、凉高山段等也都具有一定的生油气条件，限于资料，对它们的认识有待今后充实完善。

下面将不同层系各类生油岩的厚度和地球化学指标列表于后（表5-8、表5-9），以备参阅。

*二、有机质类型*

四川盆地是一个油气演化程度高的含油气盆地，对于大多数油气层来说，采用一般的可溶有机质地球化学特征和干酪根元素分析方法对有机质类型进行判别已不适应，所以在划分手段和依据上还存在许多难题。下面将首先对演化程度相对较低的侏罗系大安寨油层和上三叠统须家河组进行对比分析，从中探讨不同有机质类型的表现特征，进而对其它层系做些讨论。

大安寨油层和须家河组主要层段都是湖相沉积，大安寨油层富含动物化石，主要有瓣鳃、腹足和介形虫等，生油岩除暗色泥质岩外，还有以这些生物为主组成的介壳灰岩；须家河组以须一段下部含动物化石最丰富，向上较少，主要富含植物化石，包括蕨、苏铁、银杏、松柏等，生油岩是一套广泛含煤的泥质碎屑岩。大安寨油层和须家河组不同的沉积环境和生物组合使它们的有机质性质截然不同，前者有机质类型是腐泥型，以成油为主，后者是腐植型，以成气为主。具体依据和表现特征如表5-10。

**表 5－8　四川盆地各时代生油岩厚度统计表**

| 层位 | 生油岩[1]级别 | 生油岩厚度（m） | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | 泥质岩 | | | 碳酸盐岩 | | |
| | | 变化区间 | 平均厚度 | 总厚 | 变化区间 | 平均厚度 | 总厚 |
| 中下侏罗统凉高山油层 | Ⅰ＋Ⅱ | 20～110 | 40 | 40 | | / | / |
| 中下侏罗统大安寨油层 | Ⅰ＋Ⅱ | 0～70 | 40 | 40 | 0～50 | 30 | 30 |
| 上三叠统须家河组 | Ⅰ＋Ⅱ | 150～1000 | 400 | 400 | | / | / |
| 中三叠统雷口坡组 | Ⅰ | 0～20 | 5 | | 0～280 | 100 | |
| | Ⅱ | 0～50 | 5 | 10 | 0～200 | 120 | 220 |
| 下三叠统嘉陵江组 | Ⅰ | | / | | | 200 | |
| | Ⅱ | | / | / | | 220 | 420 |
| 上二叠统 | Ⅰ | 0～150 | 40 | | 0～250 | 60 | |
| | Ⅱ | 0～90 | 20 | 60 | 0～150 | 40 | 100 |
| 下二叠统 | Ⅰ | 0～25 | 9 | | 75～440 | 210 | |
| | Ⅱ | 0～5 | 2 | 11 | | 80 | 290 |
| 志留系 | Ⅰ | | 150 | | | | |
| | Ⅱ | | 400 | 550 | | 25 | 25 |
| 奥陶系 | Ⅰ＋Ⅱ | | 165 | 165 | | 90 | 90 |
| 中上寒武统 | Ⅰ＋Ⅱ | | 20 | 20 | | 250 | 250 |
| 下寒武统 | Ⅰ | 20～400 | 150 | | | | |
| | Ⅱ | 0～210 | 60 | 210 | 50～300 | 150 | 150 |
| 上震旦统灯影组 | Ⅰ＋Ⅱ | | / | / | 50～700 | 350 | 350 |
| 合计 | | | | 1506 | | | 1925 |
| 累计 | | | | | | | 3430 |

[1] 深灰—黑色的泥岩和碳酸盐岩为Ⅰ级生油岩，灰—绿灰色的泥岩和碳酸盐岩为Ⅱ级生油岩。

**表5-9 四川盆地各时代生油岩地球化学指标统计表**

| 层位 | 岩石类别 | 生油岩地球化学指标（括号内为分析样品数） | | | | | 资料依据 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | 有机碳（C）% | 二价硫（$S^{=}$）% | 还原系数（K值） | 氯仿沥青"A"% | "A"/C % | |
| 中下侏罗统凉高山油层 | 灰—深灰色泥岩、页岩 | 0.49～1.32 | | | 0.050～0.240 | | 川中 |
| 中下侏罗统大安寨油层 | 灰—深灰色介壳灰岩 | 0.34 (12) | 0.28 (8) | 0.40 (8) | 0.050 (11) | 18.9 (11) | 川中 |
| | 深灰—灰黑色泥岩、页岩 | 0.88 (30) | 0.57 (15) | 0.33 (14) | 0.126 (8) | 18.4 (17) | |
| | 灰绿色泥岩 | 0.14 (3) | 0.14 (1) | 0.28 (1) | 0.019 (3) | 11.6 (3) | |
| 上三叠统须家河组 | 灰—深灰色泥岩、页岩 | 1.0～1.5 (327) | | 0.23～0.26 (265) | 0.05～0.11 (197) | | 川中 川西 |
| 中三叠统雷口坡组 | 灰—深灰色石灰岩 | 0.09 (9) | 0.20 (9) | 0.49 (9) | 0.012 (9) | 14.6 (9) | 存8井、川22井、关基井 |
| | 灰—深灰色白云岩 | 0.12 (42) | 0.08 (42) | 0.49 (41) | 0.013 (42) | 11.6 (41) | |
| | 深灰色含泥质白云岩 | 0.22 (11) | 0.23 (11) | 0.38 (11) | 0.013 (11) | 6.5 (11) | |
| 下三叠统嘉陵江组 | 灰—深灰色石灰岩 | 0.12 (134) | 0.23 (122) | 0.45 (66) | 0.020 (66) | 12.9 (66) | 胜6井、川16井、阳14井、卧龙河 |
| | 灰—深灰色白云岩 | 0.15 (26) | 0.11 (20) | 0.37 (20) | 0.018 (21) | 14.4 (21) | |
| | 深灰色泥质白云岩 | 0.23 (22) | 0.58 (22) | 0.40 (22) | 0.055 (4) | 16.9 (4) | |
| 下三叠统飞仙关组 | 灰—深灰色石灰岩 | 0.19 (38) | 0.13 (39) | 0.30 (39) | 0.022 (32) | 12.4 (29) | 河2井、女基井、卧20井 |
| 上二叠统 | 灰—深灰色石灰岩 | 0.14 (55) | 0.08 (55) | 0.04 (55) | 0.010 (15) | 9.3 (11) | 华蓥山、矿山梁、关基井、宋2井、老6井 |
| | 灰黑色页岩 | 2.40 (13) | 1.71 (13) | 0.46 (13) | 0.027 (12) | 1.9 (11) | |
| 下二叠统 | 灰—深灰色石灰岩 | 0.34 (132) | 0.12 (134) | 0.53 (42) | 0.020 (59) | 9.9 (62) | 南川、阳深1井、威基井 |
| | 灰—灰黑色页岩 | 0.92 (7) | 0.14 (7) | 0.60 (3) | 0.032 (6) | 2.6 (6) | |
| 志留系 | 深灰—灰黑色页岩 | 0.83 (18) | 0.42 (18) | 0.31 (18) | 0.019 (17) | 7.9 (17) | 南川、阳深1井、威15井 |
| | 灰绿色泥岩、页岩 | 0.13 (21) | 0.08 (21) | 0.22 (21) | 0.013 (11) | 10.4 (11) | |
| 奥陶系 | 灰—深灰色石灰岩 | 0.10 (33) | 0.14 (33) | 0.31 (33) | 0.011 (17) | 12.9 (15) | 女基井、威15井、阳深1井 |
| | 深灰—灰黑色页岩 | 0.45 (25) | 0.47 (25) | 0.32 (26) | 0.007 (2) | 2.2 (2) | |
| 中上寒武统 | 灰—深灰色白云岩 | 0.10 (33) | 0.12 (33) | 0.39 (33) | 0.011 (20) | 14.9 (20) | 女基井、威15井、阳深1井 |
| 下寒武统 | 灰—深灰色石灰岩 | 0.20 (28) | 0.14 (28) | 0.41 (28) | 0.039 (8) | 10.3 (7) | 南江、城口、女基井、威15井 |
| | 深灰—黑色页岩 | 0.67 (42) | 0.61 (42) | 0.37 (42) | 0.021 (9) | 7.4 (9) | |
| 上震旦统灯影组 | 灰—深灰色白云岩 | 0.19 (42) | 0.08 (42) | 0.52 (39) | 0.015 (42) | 12.5 (42) | 女基井、威28井 |

表5－10 大安寨油层、须家河组生油岩对比

| | 层 位 | | 大安寨油层 ($Jt^4$) | 须家河组 ($T_3x$) |
|---|---|---|---|---|
| 氯仿沥青“A” | 组分分析 | 饱和烃含量 (%) | 45～70 | 20～40 |
| | | 芳烃含量 (%) | 10～15 | 15～25 |
| | | 总烃含量 (%) | 50～80 | 35～50 |
| | | 非烃＋沥青质含量 (%) | 20～30 | 45～60 |
| | | 饱和烃/芳烃 | 3～6 | 1～3 |
| | C/H | | 6～7 | 7～12 |
| 干酪根 | 电镜扫描图象 | | 絮状居多，杂有片状 | 片状、棱角状杂乱堆积 |
| | H/C | | 1±(0.72～1.07) | <1 (0.67～0.96) |
| | $\delta^{13}C$ (‰) | | －28 | －24～－26 |
| 天然气 | 重烃/总烃 (%) | | 10～15 | 5± |
| | 干燥系数 $C_1/C_2^+$ | | 5± | 10± |
| | 重烃异构优势 | $iC_4/nC_4$ | 0.4～0.7 | 0.6～1.4 |
| | | $iC_5/nC_5$ | 0.4～1.4 | 0.8～2.0 |
| | $\delta^{13}C$ (‰) | $C_1$ | －40± | －36± |
| | | $C_2$ | －28± | －25± |

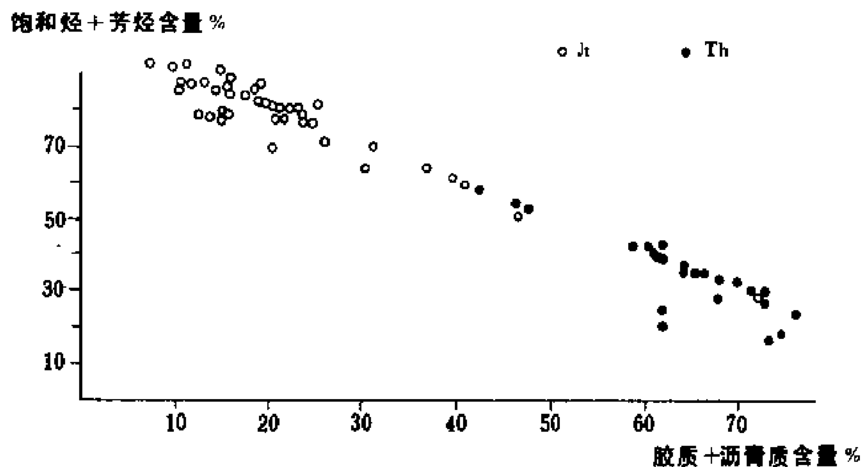



图5－4 大安寨油层与须家河组饱和烃、芳烃含量对比图

**氯仿沥青“A”组分不同** 总的来看，大安寨油层的特点是总烃含量高，烃转化率高，总烃含量50～80%，非烃＋沥青质含量只有20～30%(图5－4)，反映向烃类转化程度

高；须家河组与之相比则较差，总烃含量为35～50%，非烃＋沥青质为45～60%，烃转化率低。其次，烃的组成也不一样，大安寨油层饱和烃含量高(45～70%)，芳烃含量低(10～15%)，饱和烃／芳烃值高(3～6)(图5－5)；须家河组饱和烃含量低

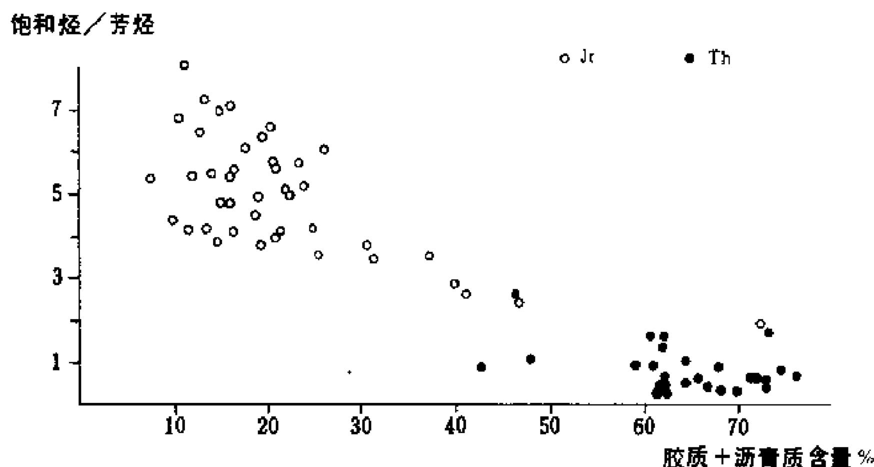



图5－5 大安寨油层与须家河组饱和烃／芳烃值对比图

(20～40%)，芳烃含量高(15～25%)，饱和烃／芳烃值低(1～3)。烃的组成特点不同，说明它们的母质类型不同，前者富氢，C/H值为6～7，易转化为链烃类化合物，属腐泥型母质；后者贫氢，C/H值为7～12，易转化为缩合芳烃及部分短链烃类，属腐植型母质。

干酪根特点不同　通过电镜扫描，须家河组的干酪根多具有边界清楚的轮廓，呈片状或棱角状碎片杂乱堆积；大安寨油层干酪根则以边界不清的絮状居多，夹杂有片状碎片。大安寨油层干酪根的$\delta^{13}C$值为－28‰左右，须家河组为－24～－26‰，后者与前者相比$\delta^{13}C$为低负值，富含$^{13}C$。据研究，以植物体为主形成的干酪根多为腐植型，富含$^{13}C$，镜下观察具一定几何形态，棱角清晰；以动物体及藻类等为主形成的干酪根为腐泥型，富含$^{12}C$，镜下观察呈边界不清的松软絮状。依此认识，大安寨油层母质属腐泥型，须家河组母质属腐植型。

天然气性质不同　由于母质类型不同，所产天然气的性质也存在着差异。须家河组与大安寨油层比较，除天然气中重烃含量较低外，还具有异构优势。重烃中$iC_4/nC_4$、$iC_5/nC_5$值须家河组较大安寨油层明显偏高，如大安寨油层中$iC_4/nC_4$值均小于0.9，主要分布在0.4～0.7，须家河组则主要分布在0.6～1.4；$iC_5/nC_5$值大安寨油层分布在0.4～1.4，而须家河组则为0.8～2.0。其次，天然气碳同位素特征也不一样，须家河组$\delta^{13}C_1$、$\delta^{13}C_2$平均值分别为－36‰和－25‰，而大安寨油层分别为－40‰和－28‰，显然，须家河组的$\delta^{13}C$值要比大安寨油层高，富含$^{13}C$。

综上所述，不同类型的有机质在氯仿沥青“A”、干酪根和气体性质等方面是存在差异的，问题是这些变化除了和母质类型有关以外，还受热演化程度的影响。演化越深，大部分的差异特征将逐渐消失，但其中干酪根的电镜扫描图象和碳同位素测定变异较小，据此可以做为判别有机质类型的重要手段。

图5－6是四川盆地不同时代地层干酪根 $\delta^{13}C_{PDB}$（下同）值分布图。从中可以看出，与须家河组 $\delta^{13}C$ 值相近的地层还有上二叠统龙潭组和下二叠统梁山组，$\delta^{13}C$ 值一般都大于

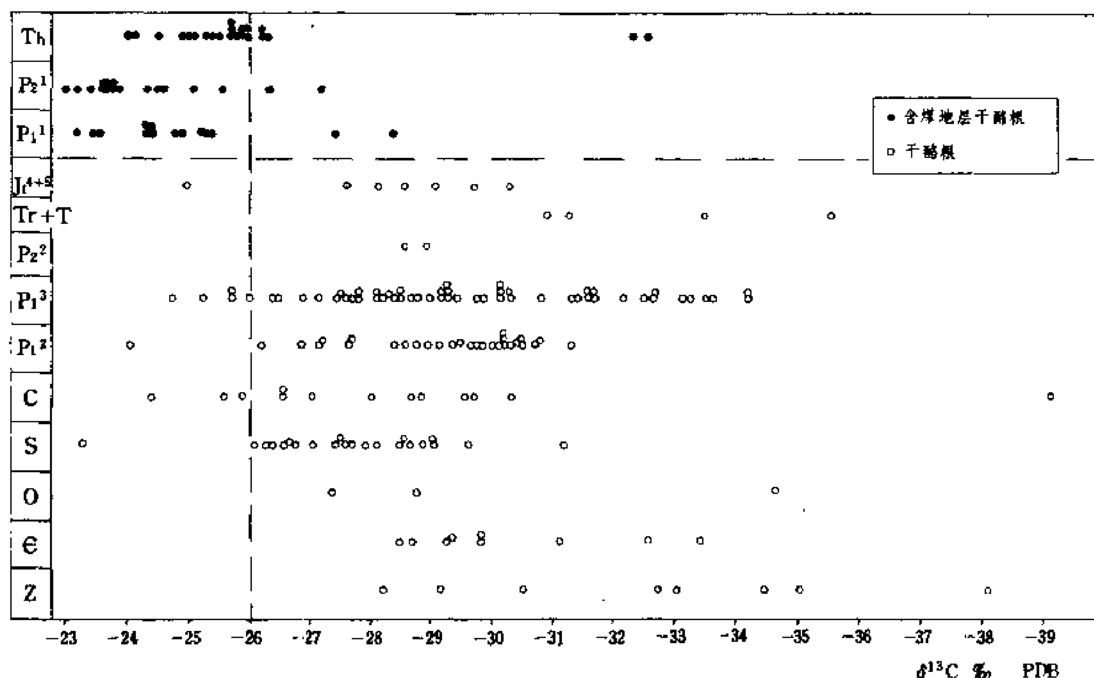



图 5－6 四川盆地各层系十酪根 $\delta^{13}C$ 分布图

－26‰，都是含煤或为碳质页岩夹煤线的碎屑岩建造，这种沉积条件将宜于形成腐植型干酪根，据镜下观察其图象多呈棱角分明的块状。其它各层系包括前述大安寨油层在内，$\delta^{13}C$ 值一般都小于－26‰，最小的可达－36‰甚至更低，这些层系除大安寨油层属陆相沉积以外，其余的基本上属于浅海—广海陆棚相碳酸盐岩和暗色泥质岩沉积，富含动物化石，有利于形成腐泥型干酪根，镜下图象观察多呈多孔絮状。

当然，这种判别仅仅是初步的，而且其中有一些层段还有相互混杂的现象。例如须家河组下部须一段就有腐泥型的生油母质存在，同样在下二叠统栖霞组和茅口组的某些层段（$P_1{}^2{}_1$ 段和 $P_1{}^3{}_1$ 段）也有腐植型的生油母质存在。对于不同层段在纵向和横向上随着环境改变而引起的生油母质类型的变化，今后仍需不断丰富实际材料做出更加详细的研究。

## 第三节 生油气层地质条件

在一个沉积盆地里，油气的生成和转化是伴随着盆地的发生和发展进行的。分析有利生油气层段在剖面上和平面上的分布规律，并把它和盆地的发展历史结合起来考虑，不仅是研究和探讨油气生成地质规律的基础，而且也是油气勘探过程中一项十分重要的工作。下面想从几个主要生油气层的地质特征入手，对其形成的地质条件做一初步分析。

## 一、稳定下沉的海侵期是形成生油岩的主要时期

四川盆地的含油气层系具有多旋回特点，因地壳振荡运动和海水进侵规模的大小不同，在地层剖面上常常出现由浅到深，再由深到浅的旋回，它代表了海盆环境不同时期的变迁及其所经历的发生、发展和衰亡的过程。

根据对四川盆地已知含油气层系的研究，从下到上可以大致分出七个或七个以上大的旋回组合（图5－7）。它们大多以沉积间断为界面，这不仅是因为沉积间断是区分不同时期海盆发展阶段的重要标志，而且对于上下地层之间生储盖层是否存在及彼此间的配置关系也都有重要影响。每一个大的旋回组合还可以细分出一些次一级沉积旋回。沉积上的多旋回性是形成四川盆地多含油气层系的一个重要原因。同时受海盆不同发展阶段的控制，生油层和储油层在纵向上都有一定的部位，其中对生成油气的有利部位是在沉积旋回的下部，即位于稳定下沉的海侵时期。现以下二叠统为例说明之。

四川盆地的下二叠统从底部梁山组开始，经过栖霞组、茅口组组成两个完整的次一级旋回，基本上可以反映出上述海盆的不同发展阶段。第一个旋回包括梁山组和栖霞组，梁山组假整合于海西期夷平面之上，为浅灰色铝土质泥岩，向上变为含云母质细砂岩，见植物根叶，有时夹黑色碳质页岩及煤线，代表大陆风化残积和海侵开始的滨海沼泽相沉积。栖霞组第一段下部（阳二$^{1}$下部）为深灰色中—厚层状含生屑泥晶灰岩与介屑泥晶灰岩条带间互层，夹黑色硅质条带，波状层理发育，含少许陆源石英，代表海侵初期水流较浅的沉积环境，属局限海台地沉积。栖霞组第一段上部（阳二$^{1}$上部）为灰色、灰带褐色厚层至块状泥晶䗴灰岩、泥晶有孔虫灰岩，表明随着海侵的扩大，海水清澈，生物繁盛，陆源泥少见，代表海侵的高潮期，属开阔海台地相。栖霞组第二段（阳二$^{2}$段）为浅灰、灰白色块状亮晶虫藻灰岩，说明以稳定下沉为主的地壳运动已基本结束，海侵规模处于相对稳定时期，在古隆起和古断裂的高部位地形抬高，海水变浅，海浪淘洗能量增大，形成以台内浅滩相为主的沉积。后受东吴运动第一幕影响，地壳开始抬升，海水后退，从而进入了早二叠世阳新期海侵的第二个旋回。

茅口组是东吴运动一幕之后开始的第二个旋回，茅口组第一段（阳三$^{1}$）主要为黑灰色中层状泥质介屑灰岩与含泥质绿藻屑灰岩互层，两者组成眼球状构造，并夹有不规则页岩，反映出当时海水浅而动荡，属局限海台地沉积。它既是上一个旋回海退期的结束，又是第二个旋回海进的开始。茅口组第二段中下部（阳三$^{2}$下部）为深灰至灰带褐色厚层块状泥晶虫屑灰岩、泥晶䗴灰岩、泥晶有孔虫灰岩，下部常夹泥质条带，说明随着第二次海侵的扩大，很快由阳三$^{1}$层局限海台地沉积过渡为开阔海台地相，进入了海侵的高潮期。茅口组第二段上部和第三段（阳三$^{2}$上部和阳三$^{3}$）主要为浅灰—灰白色块状亮晶䗴灰岩、亮晶红藻灰岩，其特点与第一旋回的阳二$^{2}$层十分相似，同样处于海侵的稳定期，地壳活动开始回升，海水变浅，形成较发育的浅滩相沉积。茅口组第四段（阳三$^{4}$）主要为黑灰色生屑泥晶灰岩及泥晶绿藻灰岩，常具有波状层理，属局限海台地沉积，反映茅口期海盆又复变浅，为海退期。不过其中还常有深灰色泥晶虫藻灰岩、泥晶䗴灰岩出现，说明在总的海退趋势下，尚有一些更小的次一级海进旋回。直到东吴期末海水全部撤离，地层遭受剥蚀，形成区域性的沉积间断。

受早二叠世海盆不同阶段海水进退的控制，下二叠统存在着两个主要的有利生油层段，即栖霞组第一段（阳二$^{1}$）和茅口组第一段到第二段（阳三$^{1-2}$），它们都位于稳定下沉的海侵段。这是因为，随着海侵的扩大形成了能适应多种生物生存的生活环境，有利于生物的繁殖

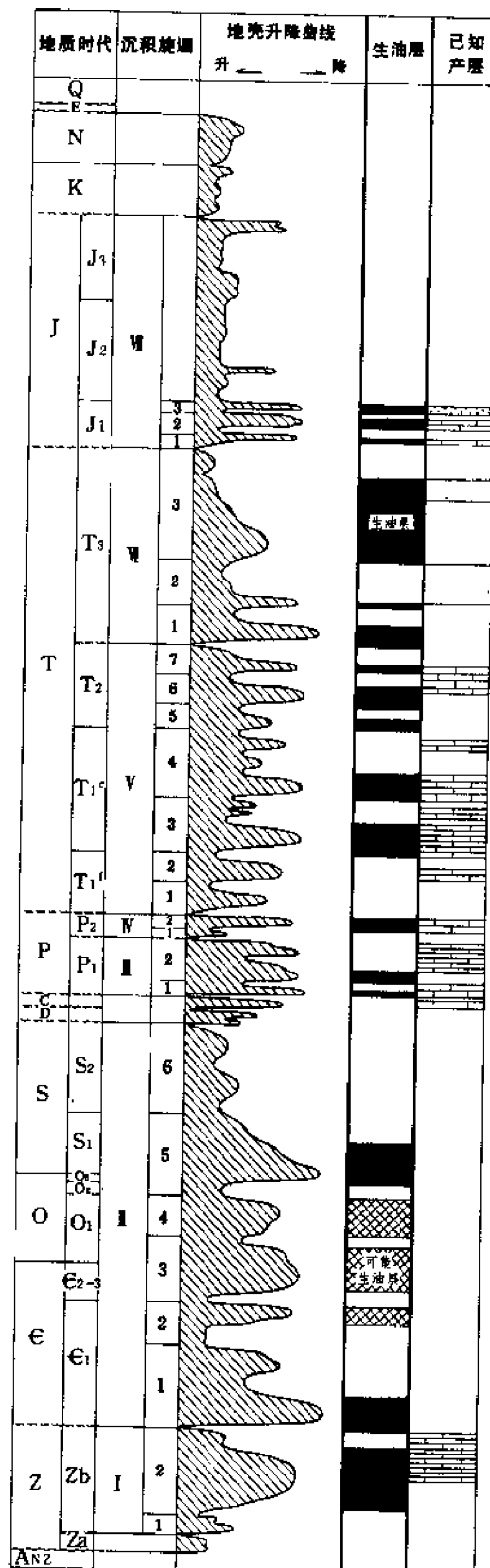



图5－7 四川盆地生油层段与沉积旋回关系图

生长，不仅门类繁多，而且含量丰富，从海侵初期的绿藻、介形虫和腕足动物开始，直到海侵高潮的蜓、有孔虫、珊瑚等都有大量生存，为生油岩提供了充分的有机物质。其次是环境安定，在地壳稳定的下沉过程中有利于形成还原环境，并且随着上覆地层的覆盖使有机质得以保存，为向油气转化创造了条件。图5－8是下二叠统不同组段生油条件的对比情况，

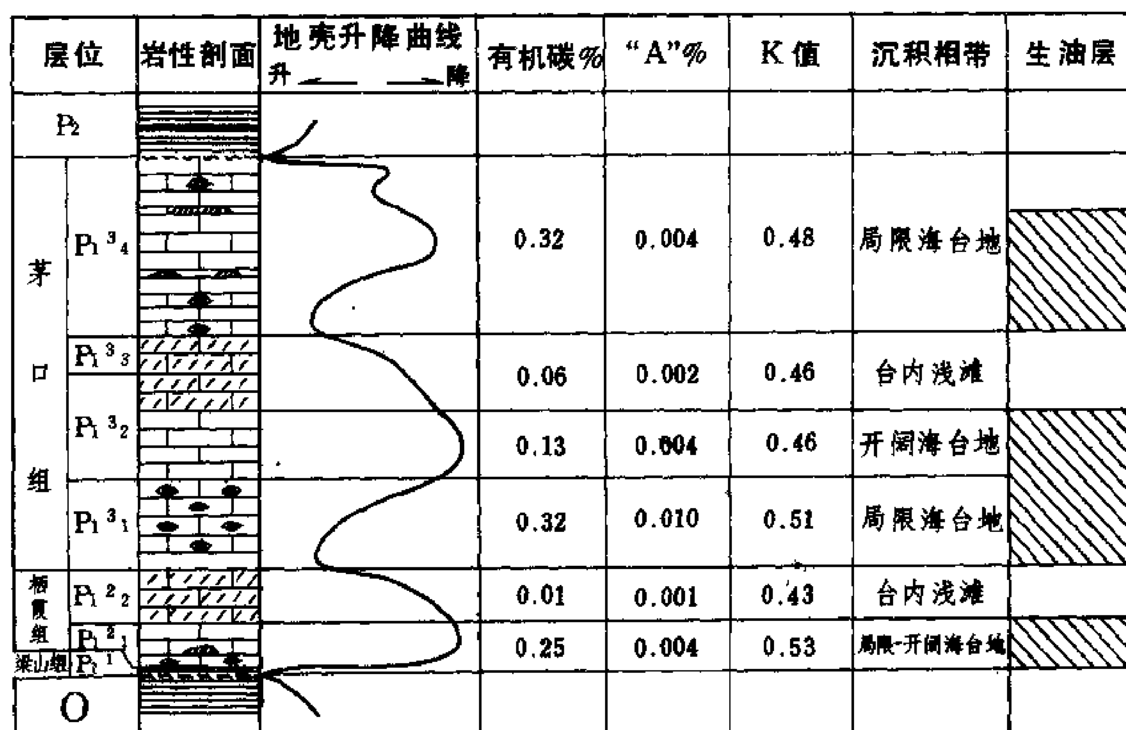



图5－8 四川盆地下二叠统生油层段与沉积旋回关系图

（以乐山沙湾剖面为例）

从图中可以看出，处于海侵阶段的阳二$^{1}$层和阳三$^{1-2}$层有机质和沥青含量相对较高，有机碳含量大于0.25%，氯仿沥青"A"含量为0.004～0.010%，地球化学相为还原环境（K值大于0.5），是有利的生油层段。而处于地壳回升阶段的阳二$^{2}$层和阳三$^{3}$层，海盆变浅，水流淘洗能量增强，不利于有机质的保存，有机覆含量仅0.01～0.13%，氯仿沥青"A"含量小于0.004%，生油条件差。

有利生油岩在地层剖面中受不同旋回部位控制的规律，在四川盆地的下古生界和三叠系海相地层中同样表现得十分明显（参见图5－7）。震旦系灯影组最有利的生油岩沉积时期是在中部海侵高潮的藻白云岩段，上二叠统长兴组、下三叠统嘉陵江组、中三叠统雷口坡组也都位于海进阶段的浅海相石灰岩或白云岩中，下寒武统和下志留统的有利生油岩是靠底部的暗色泥质岩段，和碳酸盐岩一样它也位于地壳稳定下沉的海侵高潮期。

海相生油岩如此，内陆湖盆沉积的生油岩与之比较，情况也是一致的。川中侏罗系大安寨油层是以黑色页岩和介壳灰岩为主要生油岩的碳酸盐岩油气层，纵向上可分为两个完整的次一级旋回，第一个旋回是大Ⅲ—大Ⅱ Ⅲ层，第二个旋回是大Ⅱ—大1层，同样是在

湖侵的高潮期，湖盆范围最大，湖水最深，暗色泥质岩最发育，是生油岩形成的主要时期。

## 二、低能环境的沉积相带生油气条件最好

无论是泥质岩类生油岩，还是碳酸盐岩类生油岩，大都形成于具有一定水深的盆地中，特别是低能环境对油气生成最有利。

对于内陆湖盆而言，湖水深浅受湖底地形影响，多围绕着湖盆中心呈环状分布，从边缘到中心可以划出不同相带，一般可依次分为山麓冲积相、平原河流相、滨湖—浅湖相、半深水—深水湖相。其中半深水—深水湖相区，由于富含有机质，同时水体较深，随着水底有机质的分解不易得到氧的补充而形成还原环境，是生油条件最好的相区。侏罗系大安寨油层是一个很好的例子。从表 5－11 所列大安寨油层各个相区代表性岩类的生油地球化学指标对比中可以看出，深水湖相的黑色页岩生油条件最好。

**表 5－11　大安寨油层不同相区生油条件对比表**

| 沉积相 | 深水湖相 | 半深水湖相 | 浅湖相 | 滨湖—浅湖相 |
|---|---|---|---|---|
| 主要岩性 | 黑色页岩 | 介壳灰岩 | 石灰岩、介壳灰岩、灰绿色泥岩 | 紫红色泥岩夹泥灰岩、粉砂岩 |
| 有机碳（%） | >1.0 | 0.33 ~ 0.37 | 0.14 ~ 0.27 | <0.2 |
| 氯仿沥青“A”（%） | 0.092 ~ 0.213 | 0.040 ~ 0.060 | 0.006 ~ 0.020 | / |
| 铁的还原系数（K 值） | 0.3 ~ 0.4 | 0.4 | 0.26 | 0.12 |
| 地球化学相 | 还原 | 还原 | 弱还原 | 氧化 |
| 生油评价 | 最好 | 好 | 差 | 无 |

另外，从图 5－9 还可看出，伴随沉积相的横向变迁，大安寨油层不同相区的生油条件有显著改变。在以黑色页岩为主的深水湖相区（Ⅰ区），黑色页岩厚度大于 70 米，有机碳含量为 1.2 ~ 1.5%；介壳灰岩厚 10 ~ 20 米，有机碳含量 0.2 ~ 0.3%。进入深水湖相黑色页岩与半深水湖相介壳灰岩分布区（Ⅱ区），黑色页岩厚 60 米，有机碳含量 1 ~ 1.2%；介壳灰岩厚 25 ~ 30 米，有机碳含量 0.3 ~ 0.6%。以上两区有效生油岩总厚在 90 米左右，是生油最有利地区。到介壳灰岩比较发育并与黑色页岩呈间互层的半深水湖相区（Ⅲ区），黑色页岩厚 40 ~ 50 米，有机碳含量 0.9% 左右；介壳灰岩厚 25 ~ 35 米，有机碳含量 0.3 ~ 0.6%，有效生油岩总厚可达 70 ~ 80 米，仍是生油有利地区。由半深水湖相逐渐向浅湖相过渡，为厚层石灰岩、黑色页岩夹紫红色泥岩分布区（Ⅳ区），黑色页岩只有 30 ~ 40 米，有机碳含量 0.7% 左右；石灰岩和介壳灰岩厚 40 ~ 50 米，其中介壳灰岩厚 5 ~ 25 米，有机碳含量 0.2 ~ 0.4%，有效生油岩厚度在本区已有所减薄，但仍属弱还原—还原环境，具有一定的生油条件。浅湖相区为紫红色、灰绿色泥岩夹泥灰岩、粉砂岩分布区（Ⅴ区），黑色页岩和介壳灰岩厚度有限，主要为氧化环境的浅水近岸沉积，对生油不利。

在海盆环境中，由于水域开阔，同时受水底地形、水流和水介质等因素影响，情况较之湖盆沉积复杂，但是，在其由浅到深的变化过程中，不同相区对生油条件的控制仍然是明显的。在滨海区和近岸浅水台地，距陆源碎屑供给区近，水流作用强，对有机质的堆积保存都不利，生油条件差。随着海盆基底逐渐下倾，水深增大，水流变弱，有利于有机质的聚集和

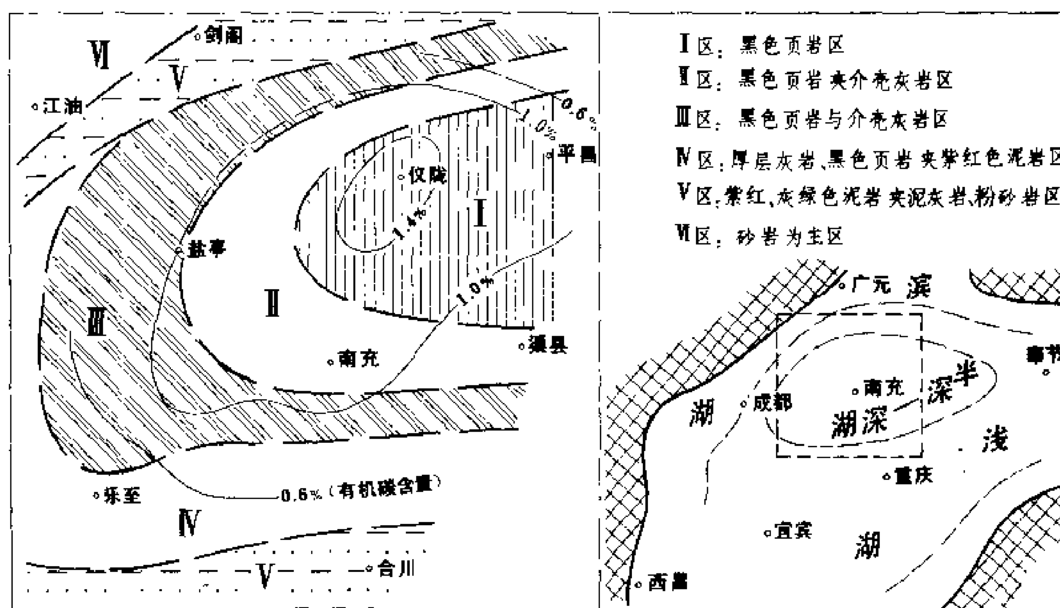
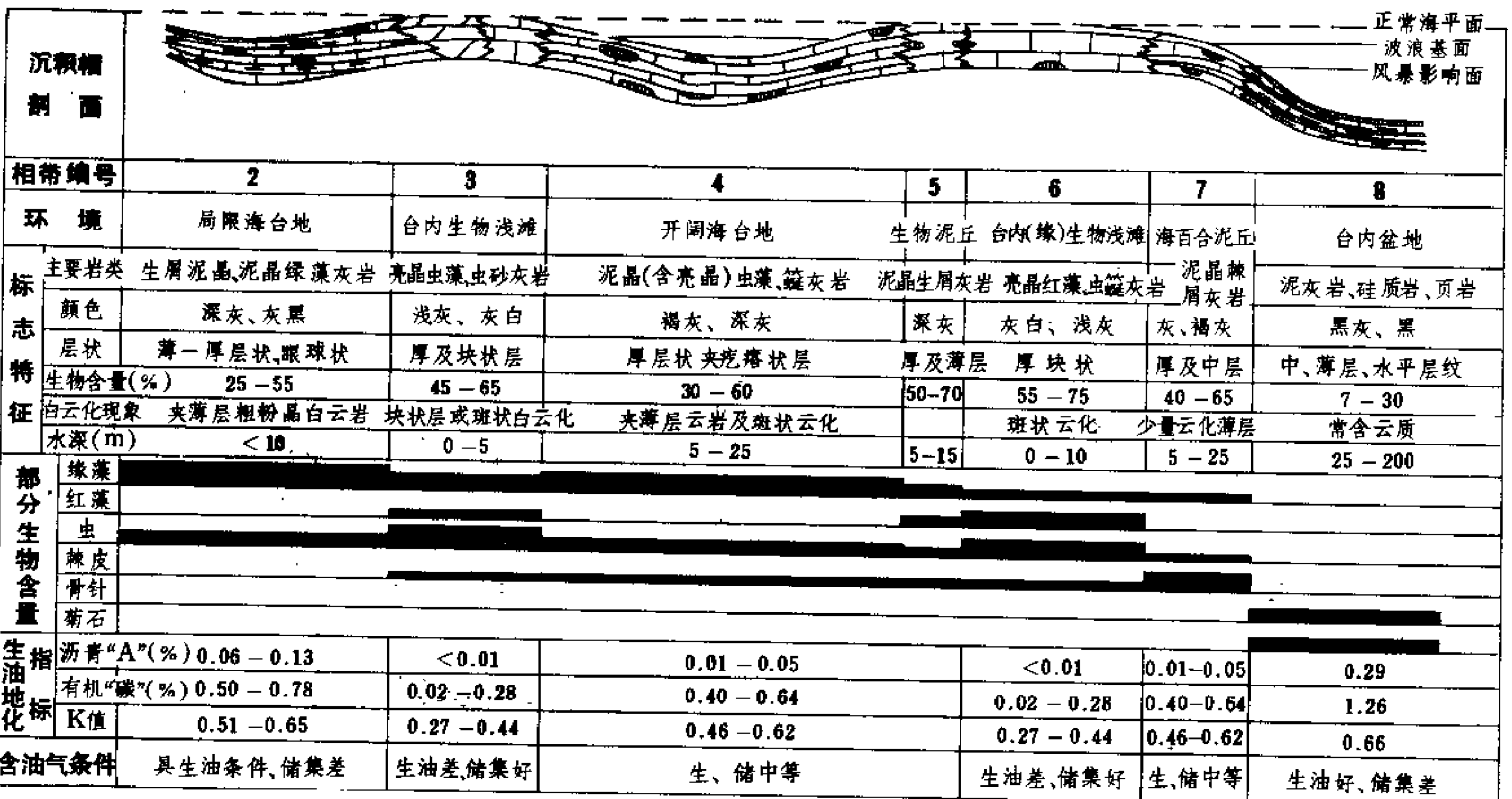



图5－9 川中地区大安寨油层岩性分区图
（区域位置见右图）

保存，生油条件逐渐变好。特别是从浅海到广海陆棚之间不仅有原地死亡而沉积下来的大量生物遗体，而且还有从台地内部一些高能浅滩被携带来的有机质，它们在上覆层不断覆盖和掩埋下保存下来，成为生成油气的丰富母质。目前认为，四川盆地海相碳酸盐岩地层的有利生油相带以台内盆地相和开阔海台地相条件最好。

如下二叠统属广海碳酸盐台地沉积，以底栖动物为主的生物群十分繁盛，岩石中的生物和生屑含量一般在35～60%，高者可达85%，是一套非常典型的生物颗粒灰岩。据研究，其沉积相与地球化学相具有分布上的一致性。图5－10是下二叠统沉积相的模式剖面，由浅至深可分出几个不同相区。台内盆地相区水深大，基底处于风浪作用面以下，水体安宁，沉积物主要为黑色具水平层理的泥灰岩、页岩和硅质层，见有骨针、钙球、菊石和小型腕足生物化石，有机质含量高，应是良好的生油相带。台地区基底较平缓，各类生物繁盛，形成各种泥晶、粉晶生物粒屑灰岩。其中开阔海台地相对较深，水流畅通，有大量的生物生存，生屑含量可达40～60%，泥质含量一般较低。局限海台地海水浅，循环差，水流活动受限制，所含生物主要为适于浅水环境的绿藻、有孔虫和介形虫等。岩石中生屑含量为25～55%，富含泥质，含量可达10～25%，并时见不规则页岩或泥质灰岩薄层间夹于石灰岩之中。台地区由于有大量的生物生存，有机质十分丰富，在地壳不断下沉中得以掩埋保存，同样亦为重要的生油相区。浅滩相带属浅海台地上地形高起的沉积区，水流动荡，具有较强的簸选能量，保存下来的多为较粗的生物颗粒，而灰泥等基质多被携至低能相区，形成生屑含量达45～65%的亮晶生屑灰岩，有机质保存条件差，不利于生油。

又如中三叠统雷口坡组沉积时，岩性岩相的横向变化对生油有利地区的控制也是十分明显的。自西而东依次出现有藻滩相、局限—开阔海台地和近岸浅水台地等不同沉积（图5－11）。其中局限—开阔海台地相主要为深灰—灰色泥晶灰岩与白云岩组成，中夹石




| 相带编号 | | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 环境 | | 局限海台地 | 台内生物浅滩 | 开阔海台地 | 生物泥丘 | 台内(缘)生物浅滩 | 海百合泥丘 | 台内盆地 |
| 标志特征 | 主要岩类 | 生屑泥晶、泥晶绿藻灰岩 | 亮晶虫藻、虫砂灰岩 | 泥晶(含亮晶)虫藻、䗴灰岩 | 泥晶生屑灰岩 | 亮晶红藻、虫䗴灰岩 | 泥晶棘屑灰岩 | 泥灰岩、硅质岩、页岩 |
| | 颜色 | 深灰、灰黑 | 浅灰、灰白 | 褐灰、深灰 | 深灰 | 灰白、浅灰 | 灰、褐灰 | 黑灰、黑 |
| | 层状 | 薄—厚层状、眼球状 | 厚及块状层 | 厚层状 夹疙瘩状层 | 厚及薄层 | 厚 块 状 | 厚及中层 | 中、薄层、水平层纹 |
| | 生物含量(%) | 25 – 55 | 45 – 65 | 30 – 60 | 50–70 | 55 – 75 | 40 – 65 | 7 – 30 |
| | 白云化现象 | 夹薄层粗粉晶白云岩 | 块状层或斑状白云化 | 夹薄层云岩及斑状云化 | | 斑状云化 | 少量云化薄层 | 常含云质 |
| | 水深(m) | <10 | 0 – 5 | 5 – 25 | 5–15 | 0 – 10 | 5 – 25 | 25 – 200 |
| 部分生物含量 | 绿藻 | | | | | | | |
| | 红藻 | | | | | | | |
| | 虫 | | | | | | | |
| | 棘皮 | | | | | | | |
| | 骨针 | | | | | | | |
| | 菊石 | | | | | | | |
| 生油地化指标 | 沥青"A"(%) | 0.06 – 0.13 | <0.01 | 0.01 – 0.05 | | <0.01 | 0.01–0.05 | 0.29 |
| | 有机"碳"(%) | 0.50 – 0.78 | 0.02 – 0.28 | 0.40 – 0.64 | | 0.02 – 0.28 | 0.40–0.64 | 1.26 |
| | K值 | 0.51 – 0.65 | 0.27 – 0.44 | 0.46 – 0.62 | | 0.27 – 0.44 | 0.46–0.62 | 0.66 |
| 含油气条件 | | 具生油条件、储集差 | 生油差、储集好 | 生、储中等 | | 生油差、储集好 | 生、储中等 | 生油好、储集差 |

图 5－10 四川盆地下二叠统沉积相模式

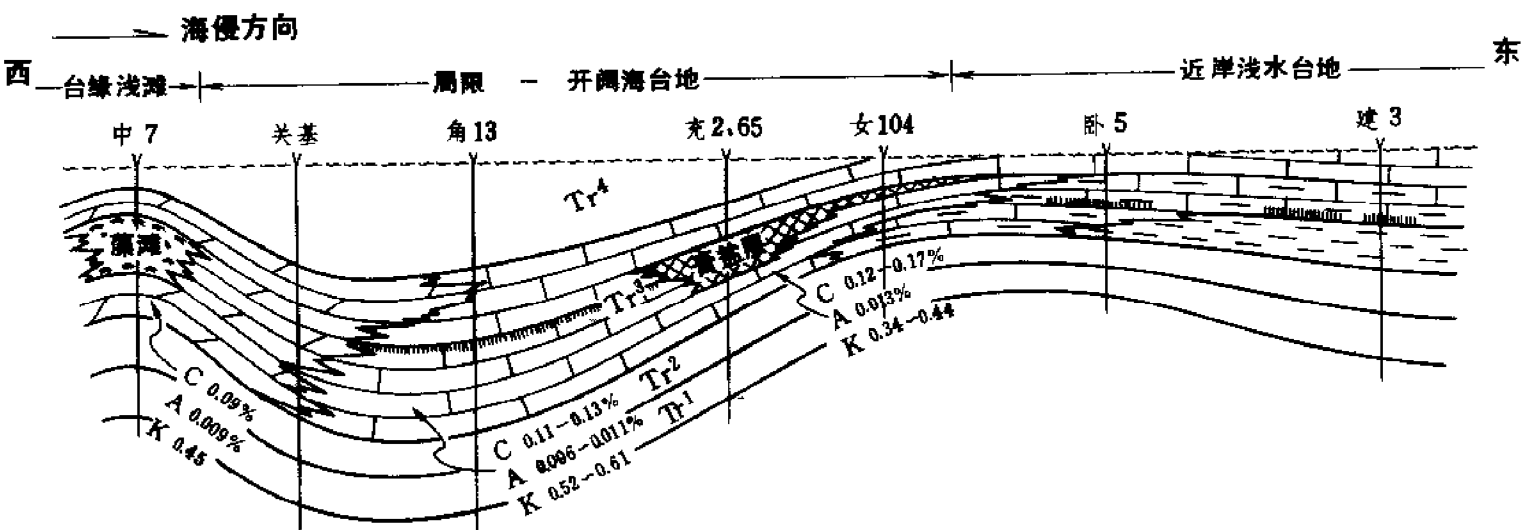



图 5－11 四川盆地中三叠统雷口坡组岩性岩相剖面

膏及岩盐层，石灰岩中常见有棘屑、有孔虫、藻等化石碎屑，是生油的有利相区。生油岩的有机碳含量平均为0.11～0.17%，氯仿沥青“A”含量平均为0.006～0.013%，K值平均为0.34～0.61。华蓥山以东海水较浅，多为近岸浅水沉积的紫红色、灰绿色泥质岩，加上后期剥蚀，生油条件明显变差。

海盆环境沉积较之陆盆沉积相带的延展面宽，特别是象四川盆地这类基底稳定的碳酸盐台地更是如此，其中生油条件虽有优劣之分，但总的来讲生油层分布面宽，不象陆相湖盆那样集中于某一两个相带之内，这是在认识海相地层生油条件和进行评价时需要注意的问题。

海相泥质岩生油层受上述沉积相区控制的规律同样存在。下寒武统、下志留统都是以暗色泥岩作为主要生油岩。就目前资料分析，最有利的生油层段一般是靠底部的黑色页岩，水平层理发育，代表的是安静的低能环境，有机质丰富，对油气生成和保存有利。

**三、持续下沉的沉积坳陷对油气生成和转化有利**

四川盆地在形成和发育过程中，曾存在有一些继承性的沉积坳陷，如川湘坳陷、川西北坳陷等。这些持续下沉的大型坳陷，在不同地史时期也是海盆或湖盆环境比较安定的低能相带分布区，有利的生油相带和稳定下沉的沉积坳陷相结合，对于油气的生成和转化来说是很有利的地质环境。例如下寒武统沉积时，围绕着川中稳定地块外围存在有一些坳陷区(图5－12)，如大巴山边缘坳陷、川湘坳陷等。坳陷区内黑色页岩发育，富含生物化石，时

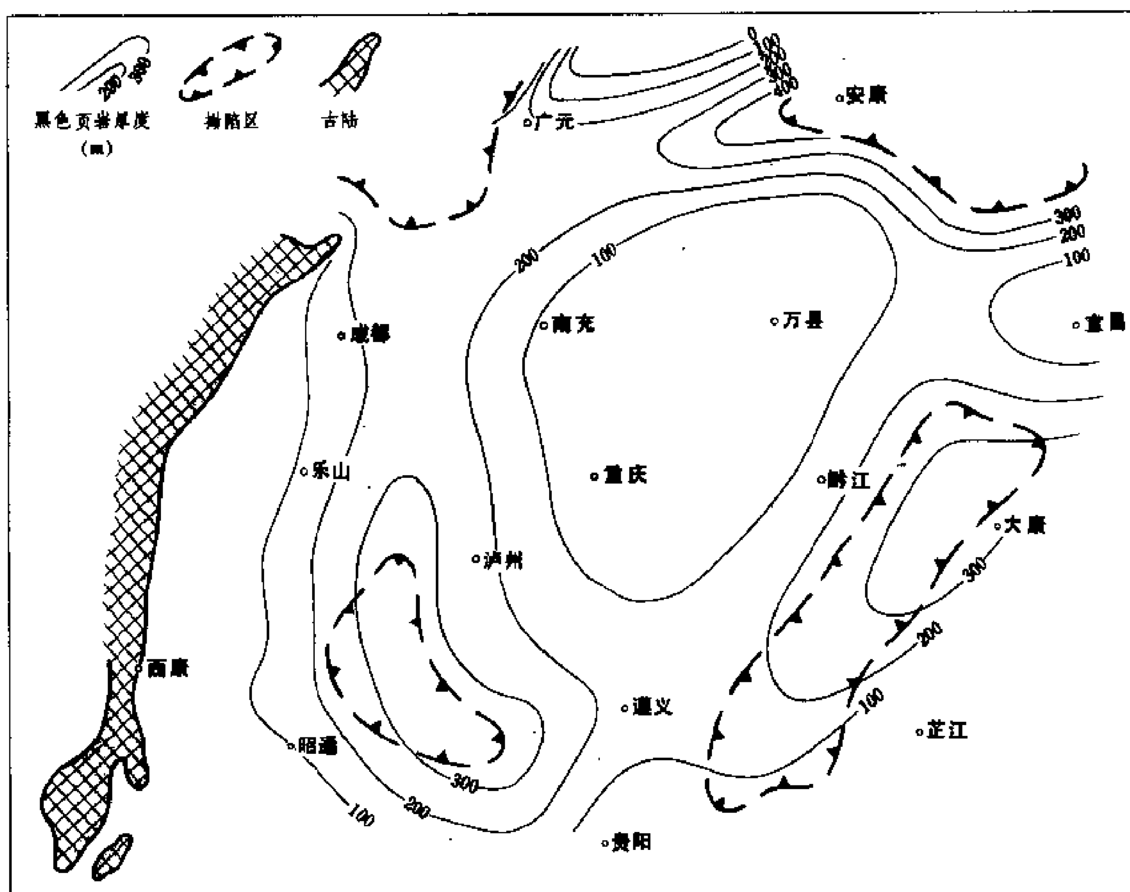



图5－12 四川盆地下寒武统沉积坳陷与黑色页岩厚度关系图

夹顺层分布的泥灰岩扁豆体，具有良好的生油条件，是下寒武统主要的生油相区。由于它是在一面堆积一面下沉的情况下沉积的，和区域上的沉积拗陷具有较好的重合性，因而有较大的厚度，黑色页岩可厚达 300 ～ 400 米，而在隆起区黑色页岩则明显减薄，生油条件变差。下志留统也有类似情况，生油的黑色页岩相区和沉积拗陷之间重合性较好。

前面介绍的中三叠统雷口坡组是另一个生油相区和沉积拗陷相互重合的例子。雷口坡组沉积时的拗陷区主要有二，一个是在川东和湘鄂西一带，另一个在川西一川北一带。川西北拗陷介于华蓥山隆起带和天井山隆起之间，保留地层较全，最厚达 900 余米，在这里雷三段以石灰岩和白云岩沉积为主（参见图 5－11）。另外，雷一段也出现了深灰色石灰岩和泥质白云岩，说明当时在川西北一带不仅是一个沉积上的拗陷中心，同时也是海盆相对比较安静的一个低能相区，对有机质的富集保存有利，是雷口坡组主要的生油相区。拗陷区的东西两侧，受隆起带抬升影响岩性岩相已发生变化，分别侧变为局限海台地或藻滩相，生油条件不如前者。湘鄂西拗陷区位于江南古陆前缘，因距物源区近，补偿快，现有地层厚达 1100 余米，沉积幅度虽然较大，但由于沉积环境水体浅，多属非生油岩相，故不具有含油气远景。

在内陆湖盆，沉积中心和沉降中心相互重合这一特点表现也很明显。这是因为受地壳振荡运动的影响，湖侵规模常和地壳的沉降幅度有关。湖盆大幅度下沉的拗陷区常常就是湖盆的深水相带（也应注意有不一致的），结果造成在沉降中心湖水深度大，环境稳定，有利于生物遗体的保存，是生油有利相区。一般情况下，沉降幅度越快，湖侵的规模越大，则越有利于造成生油岩的大面积分布。同时，沉降持续的时间越长，生油层的厚度也就越大。图 5－13 是川中大安寨油层在不同沉积阶段以深水湖相黑色页岩为中心的有利生油相带的变

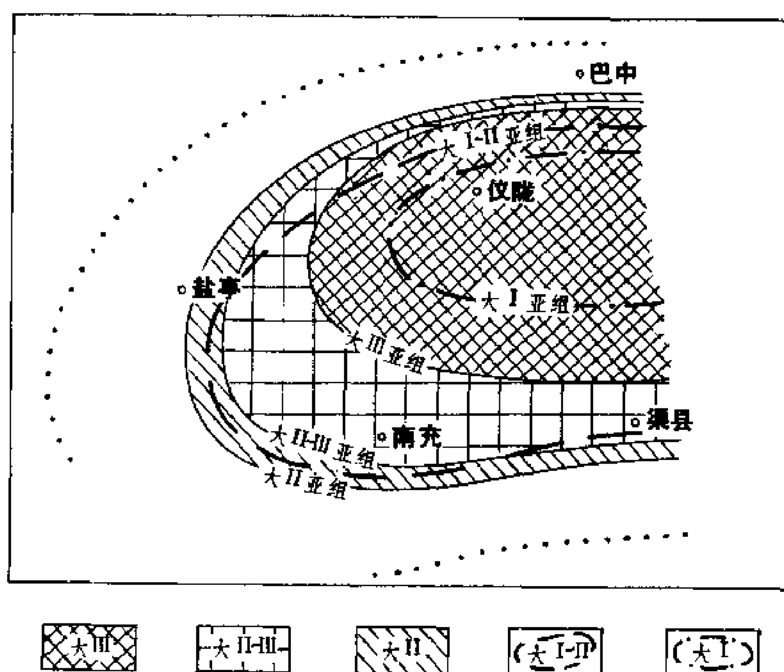



图 5－13 川中地区大安寨油层不同层段深水湖相平面变迁图

迁图。大Ⅲ亚期处于大安寨湖侵第一旋回，地壳开始下沉，最初幅度不大，只在仪陇、达县一带形成了以黑色页岩为中心的深水湖相有利生油岩。进入大Ⅱ～Ⅲ亚期，地壳虽一度回升，但由于沉降中心持续下沉，黑色页岩分布区不但未减少，反而向外围扩大。大Ⅱ亚期以后进入第二旋回，地壳下沉幅度增快，湖侵规模加大，从而黑色页岩生油相区达到了最大的分布范围。到大Ⅰ亚期，地壳再度回升，下沉幅度渐弱，黑色页岩的分布范围退缩到沉降中心一隅，直到最后湖盆消亡，结束了湖盆的生油期。

**四、注意沉积间断对生油岩在区域分布上的影响**

四川盆地在地史发展过程中沉积间断较多，有的尽管间断时间不长，但其存在对于生油层和储油层的分布以及生储盖层的组合条件却有重要影响。它可以使生储盖层之间跨越不同的地层时代，以致使油气生成、运移、聚集等方面的情况更加复杂。因此，同研究侵蚀面对储集层的重要性一样，在油气勘探过程中也要注意研究侵蚀面对生油岩带来的影响。

沉积间断面的存在不仅要影响到下伏地层中生油气层的保留状况，而且还有可能导致上覆地层中生油气层的短缺。震旦系灯影组和中、下三叠统顶面皆因后期剥蚀在盆地内各地保留层位不一，从而使在其上下的生油层分布受到影响。如早印支期的剥蚀面把雷三段的生油层大部剥掉，川南泸州古隆起一带剥蚀尤甚，包括雷二段在内全部被剥蚀，生油岩已不复存在。进入晚印支期，晚三叠世沉积自西向东逐渐超覆，早期的须一段海相沉积在川西凹陷最发育，但在川东南一带因向上超覆缺失，使生油层在厚度上减少了很多。又如下寒武统在乐山一龙女寺古隆起上虽然保留较全，但受加里东期构造活动的影响厚度明显较小，是否和下伏层灯影组间存在超覆现象，以致造成寒武系底部的暗色泥质岩向上倾方向减薄也值得重视。所以，在一个地层间断存在比较多的盆地里，注意研究它对生油岩分布造成的不利影响是十分重要的。

## 第四节 油 气 的 演 化

丰富的有机质是油气生成的物质基础，但是从有机质转化生成油气，却要经历一个十分复杂的演化过程。

四川盆地具有长期下沉、上覆沉积物不断叠加的地质特点，已知沉积盖层厚达6～12公里。其次是油气层的地质时代比较老，盆地沉积的第一个盖层震旦系距今已经历了大约7亿年的发展历史，就连目前认为埋藏较浅的侏罗系自流井群含油层也有1.9亿年左右。盆地长期稳定下沉的地质背景和巨厚的沉积盖层，使不同时代特别是古生代的生油层系大都经历了较长的演化过程，绝大多数都已进入高成熟或过成熟阶段。这一点无论从生油岩的有机地球化学特征或油气在纵向上的分布规律都能得到证明。例如，除侏罗系产油外，其它老地层皆以产天然气为主，只局部见有少量轻质油，反映出盆地内的油气演化程度很深，远远超出了成油温度门限值。当然，对一个含油气盆地来说，是产油还是产气，其影响因素很多，除了热演化影响以外，生油母质的类型也很重要，如前文所述，上三叠统须家河组的有机质类型以腐植型为主，其成烃方向也主要向天然气转化。但限于资料，目前讨论这一问题尚感材料不足，下面根据现有认识对盆地的油气演化特征，作一简要记述。

**一、四川盆地油气演化阶段划分**

在四川盆地已知的生油层埋藏都比较深，时间比较长，大都达到了较高的成熟阶段。靠上部时代较新的红色地层中又缺乏良好的生油层段，也就是说，无论从横向上或纵向上要了

解和认识盆地内油气从未成熟到过成熟演化的全过程是存在不少困难的。

在各类生油岩地球化学指标曲线上，从一开始就呈现出从成熟阶段向过成熟阶段发展的趋势，而缺乏油气从未成熟到成熟阶段的演化过程。为了探讨四川盆地的油气演化特征和划分出不同的生油气阶段，我们选择地质背景大致相当的川南到川中威远—龙女寺隆起上的一块地区，把各个时代不同的生油岩从纵向上联系起来进行比较，以了解随着生油岩埋深加大、地温增高、油气是如何进行演化的。同时，由于该区勘探程度较高，也便于和已知的油气层进行对比。现将四川盆地油气演化阶段具体的划分意见论述如下（图 5－14）。为了表述油气从未成熟到过成熟演化的全过程，图 5－14 中借用了外区有关从未成熟到成熟阶段的一般性规律认识（用虚线表示），以便能把这一过程连贯起来给人以全貌。

*1. 未成熟阶段（缺）*

*2. 成熟阶段*

可以川中地区大安寨油层为代表。最大埋藏深度 2500 ～ 3700 米左右，相应的地层温度为 75 ～ 100 ℃，是有机质转化成油的主要阶段。

在生油岩的各项地球化学指标分析中的表现特点是：烃类含量大、有机质向成油转化率高、氯仿沥青“A”平均含量为 0.10%、“A”/C 为 16.9%、总烃平均含量为 750ppm；氯仿沥青“A”族组分中，饱和烃平均为 60%（44.12 ～ 70.37%）、芳烃平均为 13%、胶质为 17%、沥青质为 10%、饱和烃芳烃比值为 4；正构烷烃分布特征，主峰碳靠前（$C_{19}$）、OEP 值为 1.02 ～ 1.12，这些都可说明油气已处于成熟阶段。其次是随着油气的成熟，烃类中的异构物相对减少，姥鲛烷 /$nC_{17}$ 比值为 0.3 ～ 0.5、植烷 /$nC_{18}$ 比值为 0.2 ～ 0.5，表明一部分支链烷基经过热解断链后，朝着相对稳定的烃类结构方向变化。但是从正烷烃中最大碳数出现有 $C_{35}$ 以上的情况分析（图 5－15），在这个阶段高碳烃仍占有一定比例，另外和以下地层比较，大安寨油层红外光谱 1380/1460$cm^{-1}$ 和 2940/2900$cm^{-1}$ 等吸收峰比值相对偏小，也从一个侧面反映了长链烃在本阶段相对要多些。

本阶段以产原油为主，据川中侏罗系所产原油分析，其特点是：比重较大，多在 0.83 ～ 0.87，富含蜡，含蜡量高达 20%，胶质 2 ～ 7%，205 ℃ 馏分 20%，300 ℃ 馏分也只在 30% 左右（图 5－16）。局部气顶中的游离气或溶解于原油中的溶解气重烃含量高达 7.74 ～ 15.79%，甲烷含量 80.22 ～ 90.95%，重烃 / 甲烷比值大，为 0.0851 ～ 0.1901。

*3. 高成熟阶段*

代表性层段是川南泸州一带中下三叠统嘉陵江组。最大埋深 3700 ～ 4500 米，相应地层温度为 100 ～ 120 ℃。因温度和压力继续增加，有机质中轻的组分增多，已生成的油逐渐向气转化。

由于液态烃的减少和气态烃的急剧增加，氯仿沥青“A”和总烃含量大大减小，如三叠系雷口坡组和嘉陵江组生油岩氯仿沥青“A”平均含量为 0.03 ～ 0.02% 左右，总烃平均含量为 100 ～ 130ppm，氯仿沥青“A”族组分中，饱和烃含量仍有增长的趋势，平均含量约为 70%，而芳烃则相对减少，平均含量 6 ～ 10%，饱和烃 / 芳烃比值为 7 ～ 10，胶质和沥青质平均含量变化不大，分别为 18% 和 4 ～ 6%。正烷烃中最大碳数仍有 $C_{35}$ 以上者。但从红外光谱看，1380/1460$cm^{-1}$ 和 2940/2900$cm^{-1}$ 等吸收峰比值有变大的趋势，分别稳定在 0.5 和 0.6 左右，说明随着地温增高烃类进一步裂解，低分子烃已相对增多，应属油气的高成熟阶段。与上一阶段不同的是，异构烷烃又复出现增多趋势，姥鲛烷 / 正 $C_{17}$ 比值为

图 5－14　川中及川南地区不同时代生油岩烃类特征纵向变化图

实线部分是根据实际资料绘制，虚线部分是根据一般规律推测编绘

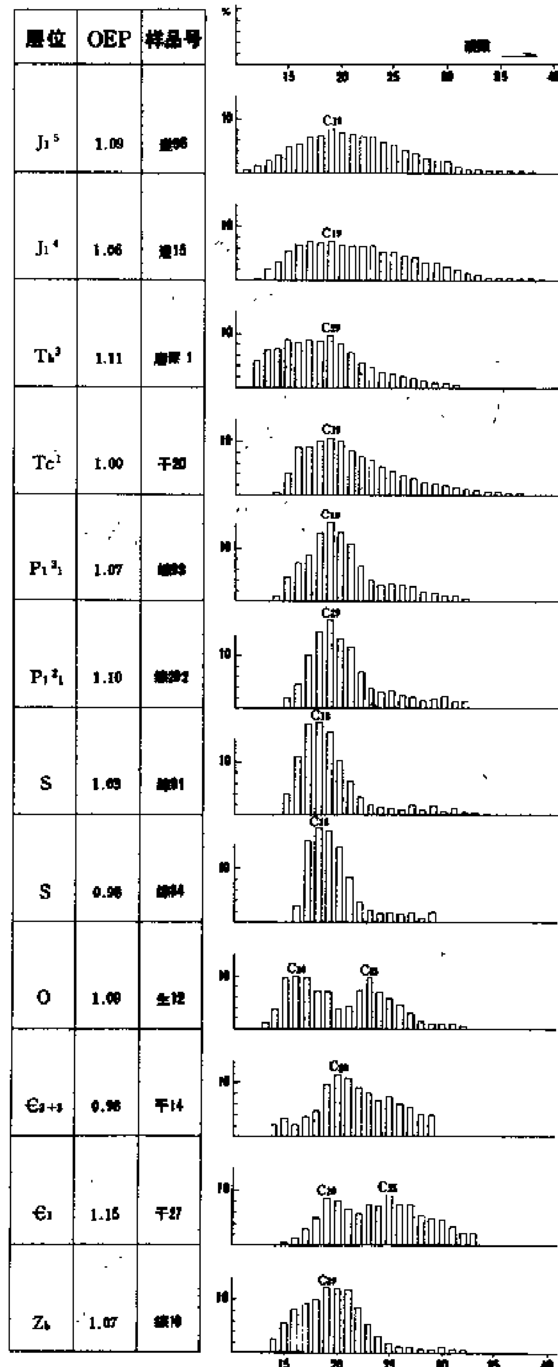



图 5－15　四川盆地不同时代
生油岩氯仿沥青“A”正烷烃分布特征

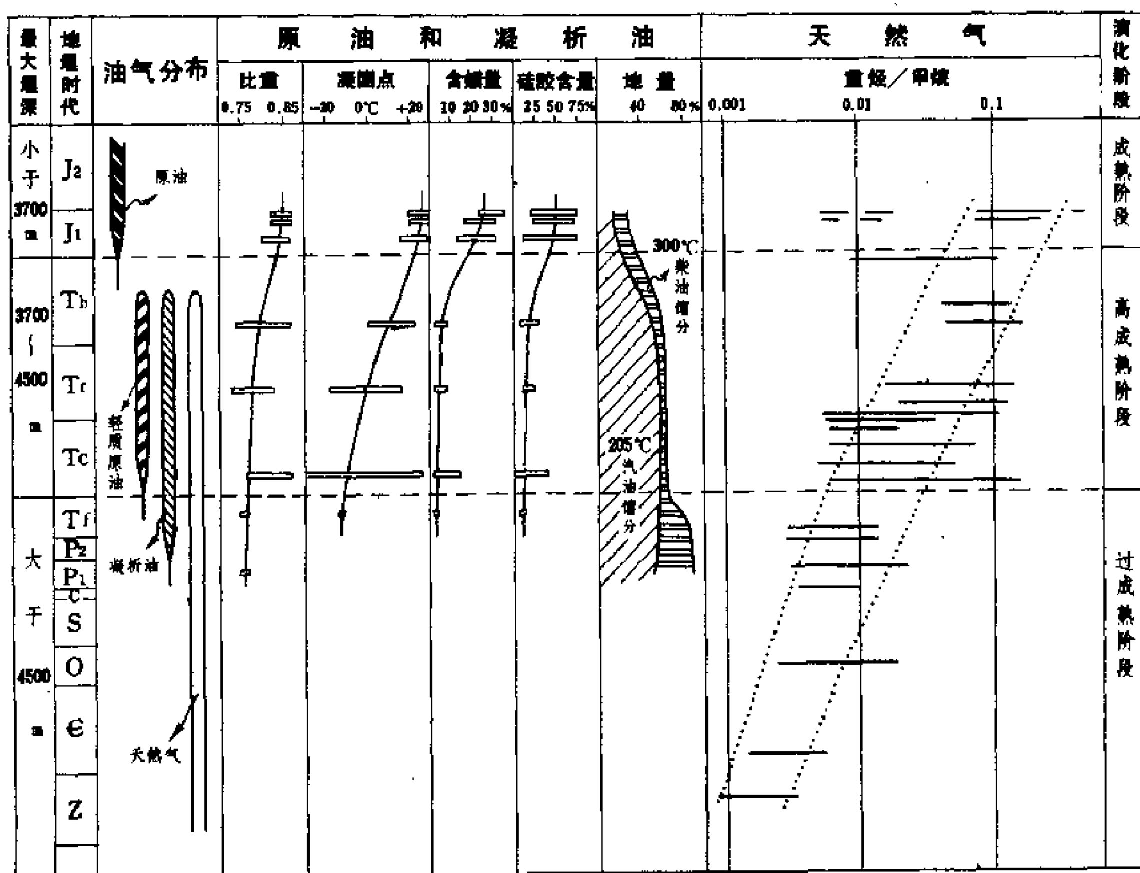



图 5－16 四川盆地不同时代原油和天然气性质变化特征图
（主要依据川南及川中地区资料）

0.45～0.55、植烷／正 $C_{18}$ 比值为 0.5～0.8，而且植烷比姥鲛烷增长速度快，姥鲛烷／植烷比值为 1.1～0.55。

本阶段以产天然气为主，但在含气层中能较普遍地见到凝析油或轻质原油。天然气中重烃含量仍较高，如泸州一带三叠系嘉陵江组气藏甲烷含量为 87.48～95.24%、重烃为 1.56～6.25%、重烃／甲烷比值为 0.0061～0.0716。所见轻质原油的含蜡量和胶质含量相对较低，含蜡 1～7%、胶质 0.5～3%、比重 0.76～0.83，205℃馏分一般为 50%，300℃馏分为 70%。所有这些特点，都说明随着演化程度加深，原油已烃向天然气转化。

*4. 过成熟阶段*

二叠系以下层段皆属过成熟阶段。最大埋藏深度超过 4500 米，相应地层温度在 120℃以上，液态烃全部气化成为最终以甲烷气为主的干气。

由于本阶段主要是气态的低分子烃，残留在岩石中的氯仿沥青"A"含量很低，并且基本上是保持在同一限值上，不再随埋深增大而发生变化。如二叠系以下地层的氯仿沥青"A"平均含量为 0.01% 左右，总烃平均含量小于 100ppm。从保留下来少量的氯仿沥青"A"族组分分析中可以看出，饱和烃含量有所减低，占 50% 左右，芳烃含量则相对增加为

15 ~ 17%，胶质和沥青质变化不大。异构化现象持续存在，同样也相对保持在一个限值上，一般姥鲛烷 $/nC_{17}$ 比值为 0.55、植烷 $/nC_{18}$ 比值为 0.8、姥鲛烷/植烷比值 0.55。反映进入到本阶段后，烃类结构已趋向稳定，基本上不再有太大的变化。

在过成熟阶段主要产天然气，以甲烷为主，重烃含量很小，属干气。例如，震旦系气藏甲烷含量 79.26 ~ 89.62%、重烃 0.06 ~ 0.30%、重烃/甲烷比值 0.0008 ~ 0.0037；二叠系气藏甲烷含量 96.35 ~ 98.32%、重烃 0.38 ~ 1.63%、重烃/甲烷比值为 0.0039 ~ 0.0167，已处于最终甲烷化阶段。

**二、高成熟—过成熟阶段油气演化特征**

从上面介绍的烃类结构在不同演化阶段的变化情况可以看出，对应于油气从未成熟到成熟阶段各项生油岩地球化学指标的变化趋势，在高成熟到过成熟阶段却朝着相反方向发生变化。它表明，和一切事物一样，在一定条件下石油和天然气也有其发生、发展和衰亡的过程。当生油母质在有利于成油的温度和压力作用下，有机质能大量形成石油；反之，如果一旦超过某一限值，含油气层继续深埋，温度、压力不断提高，时间增长，则已经生成的石油将发生裂解（烃化）和缩合（碳化），最终导致形成甲烷气和碳质沥青，液态烃消亡。为了鉴别烃类是否已经进入高成熟至过成熟阶段，现将油气演化至该阶段的几个主要特征归结如下：

*1. 岩石中氯仿沥青"A"含量减少*

随着地温增高，氯仿沥青"A"中的轻组分大都运移失掉，被保留下来的沥青"A"含量大大降低，从成熟阶段的平均含量 0.1% 下降到高成熟阶段的 0.02 ~ 0.01%，减到原来的 1/5 ~ 1/10。进入到过成熟阶段，氯仿沥青"A"含量基本上保持在 0.01% 的低值线上，不再有什么变化。

*2. 饱和烃含量先增加、后减少，芳烃含量先减少而后增加*

氯仿沥青"A"族组分中，饱和烃在高成熟阶段平均含量为 65 ~ 71%，较之成熟阶段有增高趋势，芳烃含量则降低，平均为 7 ~ 11%，饱和烃/芳烃比值升高（图 5－17）。进入过成熟阶段，饱和烃和芳烃的变化与前一阶段相反，饱和烃含量下降为 46 ~ 57%，而芳烃含量却又渐渐升高，平均为 13 ~ 19%，饱和烃/芳烃比值也随之降低。胶质和沥青质除因母质类型上的差别而有些变化以外，总的起伏不大。氯仿沥青"A"族组分的上述变化，说明在油气进入高成熟阶段以后，一些高分子烃类随着温度上升继续发生降解，并且在加氢作用下形成更多的饱和烃，造成饱和烃/芳烃比值升高，芳烃含量降低。到了过成熟阶段，情况则又有不同，饱和烃的低分子烃成气态失去，致使其含量降低，而芳烃则随演化加深朝着缩合方向发展，略有增加。至于在图 5－17 中震旦系的氯仿沥青"A"族组分特征又出现了反向的变化，其原因可能是在过成熟阶段的晚期，芳烃经过进一步缩合，演变成为不溶于有机溶液的高含碳物质，从而使氯仿沥青"A"中的芳烃含量大大降低，饱和烃/芳烃比值增高。

*3. 异构烷烃增多，异化结构现象明显*

随着埋深增加，饱和烃中的正构烷烃碳数减小，最大碳数从高成熟阶段大于 $C_{35}$ 到过成熟阶段小于 $C_{35}$，主峰碳一般靠前为 $C_{18}$、$C_{19}$，代表了高碳长链烃随着热解变为低碳短链烃的演化方向。但是，另一方面，伴随着情化程度的加深，异戊二烯烃类显著增多，异构化现象明显。姥鲛烷/n $C_{17}$、植烷/n $C_{18}$ 比值升高，分别由 0.3 上升到 0.5 和 0.2上升到

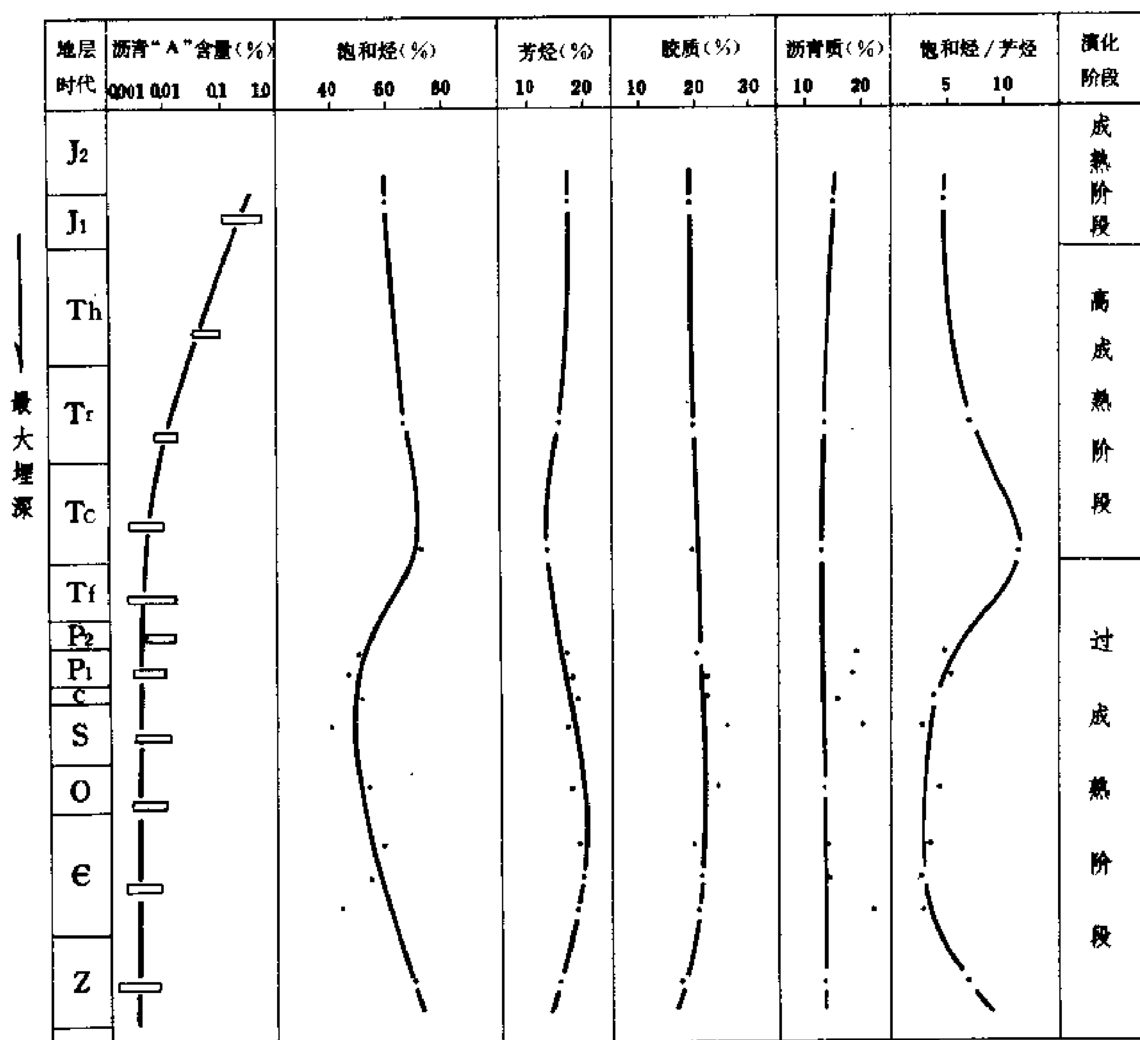



图5-17 四川盆地不同时代生油岩氯仿沥青"A"含量及族组分特征变化图

0.8，其中特别是植烷的增长速度更快。就异构烷烃增长的特点来看，高成熟阶段处于急剧增长带，而进入到过成熟阶段则基本平稳，不再升高，这和过成熟阶段的烃类组成趋向稳定是一致的。烃类异构化现象的出现，反映了热解过程中高碳烃不仅发生断链，而且还要进行分子间重排，转化为带分支结构的异构烃。

*4. 镜质体反射率增大*

根据四川盆地不同时代地层的镜质体反射率纵向变化可以看出(图5-18)，反射率值($R_o$)随油气演化程度加深而增大的现象是很清楚的，一般在成熟阶段约为1%左右，高成熟阶段为1～2%，过成熟阶段大于2%，为2～4%。表5-12所列数值是女基井的实测资料，从中亦可看出随深度增大，层位变老，镜质体反射率值随之增长的情况。

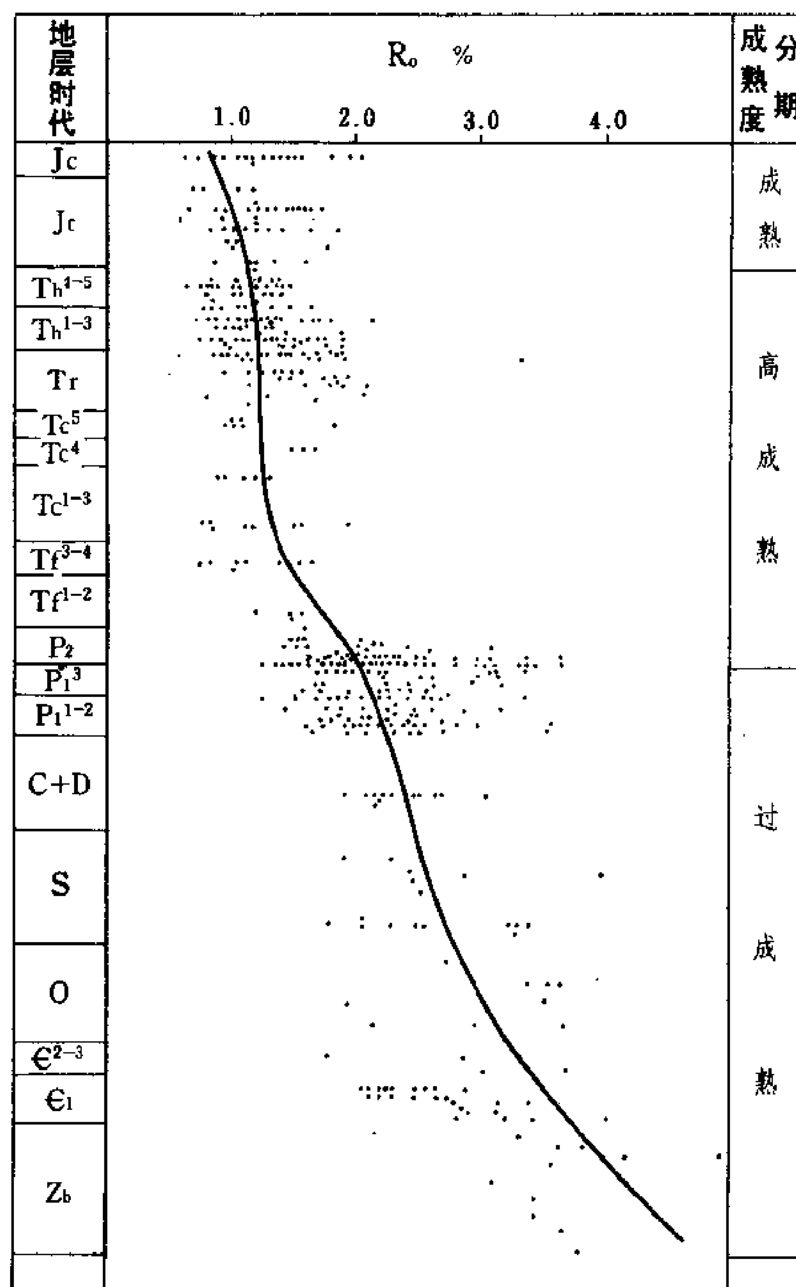



图 5－18 四川盆地镜质体反射率纵向变化图

**表 5－12 女基井不同井深镜质体反射率 ($R_o$)数值**

| 层　位 | $Jt^5$ | $Jt^4$ | $Jt^3$ | $Th^6$ | $Th^4$ | $Th^1$ | $Tf^4$ | $P_1^1$ | $€_1^1$ |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 井深 (m) | 1190 | 1320 | 1470 | 1679 | 1950 | 2250 | 3810 | 4515 | 5190 |
| $R_o$ max (%) | 1.04 | 1.11 | 1.26 | 1.16 | 1.31 | 1.41 | 1.48 | 2.97 | 3.19 |

另据镜质体反射率($R_o$)与时间温度指数(TTI)的对应关系研究(图5-19)所确定的不同演化阶段 $R_o$ 与TTI值的界限(表5-13),也反映出成油高峰期以后镜质体反射率增大,产出烃类由以原油为主变为以天然气为主。

5. 在油气分布上以气为主

川中和川南地区的大量钻探资料表明,当油气演化至高成熟阶段,除见有少量轻质油和凝析油外,以产气为主,过成熟阶段主要产气。另外,从不同时代地层的天然气之重烃/甲烷比值变化可以得知(图5-20),时代越老,埋深越大,演化程度越深,则甲烷化程度越高。

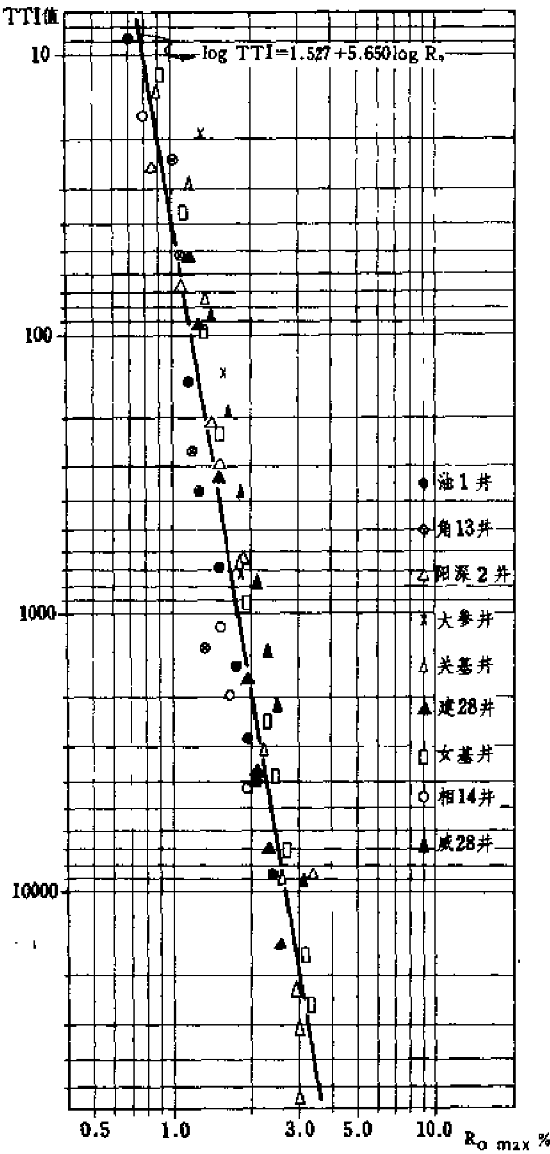



图5-19 镜质体反射率与TTI值关系曲线

表 5-13 四川盆地有机质不同演化阶段TTI 和 $R_0$ 值界限

| 有机质演化阶段 | TTI 值 | $R_0$ % | 烃类特征 |
|---|---|---|---|
| 生物气阶段 | <2.96 | <0.65 | 干气 |
| 成油开始阶段 | 29.6 ~ 33.66 | 0.65 ~ 1.0 | 原油为主 |
| 成油高峰阶段 | 33.66 ~ 148.22 | 1.0 ~ 1.3 | 原油为主，有湿气 |
| 湿气阶段 | 148.22 ~ 2896.79 | 1.3 ~ 2.2 | 湿气、轻质油、凝析油 |
| 干气阶段 | >2896.79 | >2.2 | 干气 |

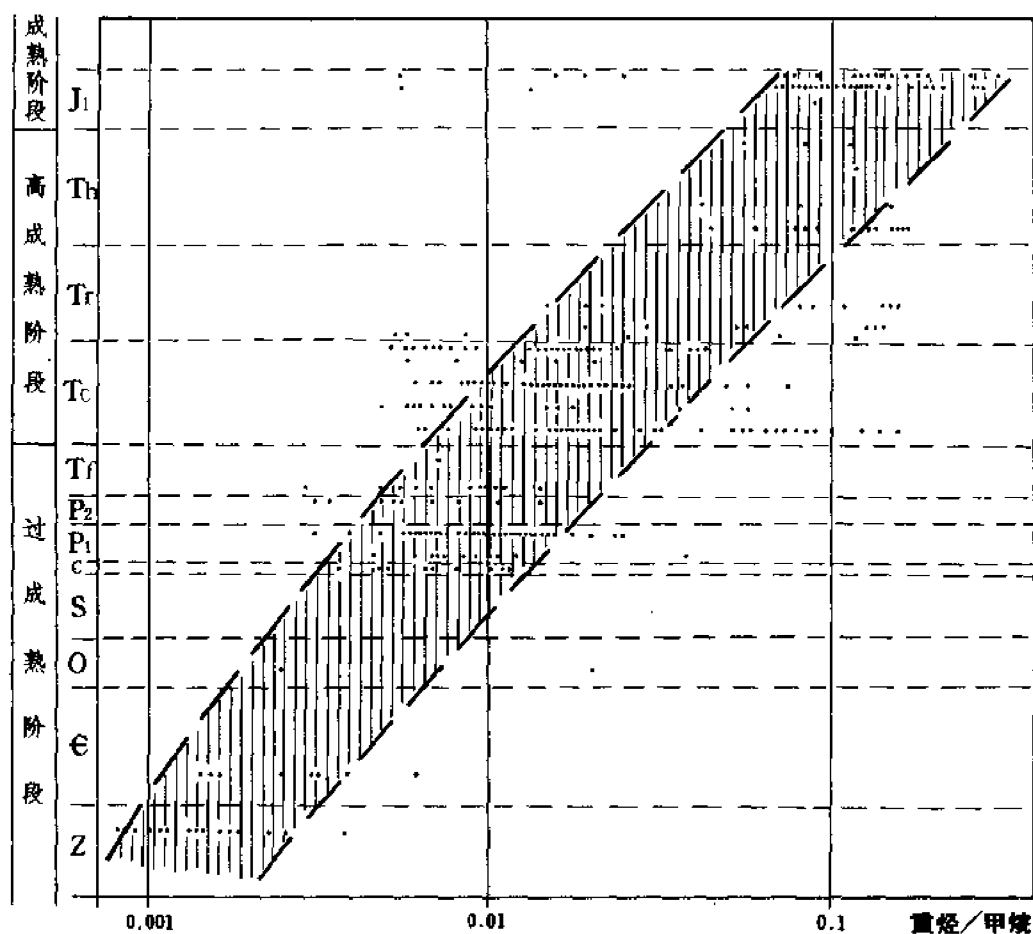



图 5-20 四川盆地不同时代地层天然气(重烃/甲烷)变化趋势图

## 三、油气演化的上下门限温度探讨

四川盆地的有机质演化成熟度较高，要确定有机质开始向石油转化的门限温度存在很多困难，下面只能从分析已知含油气层的埋藏条件和实际产出流体情况进行对照，对这个问题

作一初步探讨。川中和川南地区的实际钻探资料表明，原油只产在侏罗系；轻质油则产自三叠系嘉陵江组以上地层，以下地层中就很少见到。其次，在横向上由于沉积间断的存在，各地区间上覆地层的叠加厚度并不一致，也导致油气的演化程度不均一。油气的这些分布特点，为我们研究区内的油气演化过程和确定成油成气的门限温度提供了依据。

为了说明问题，下面首先介绍一下区内的地温资料。根据女基井、威15井、阳深1井的地温测定成果，在盆地内各点之间的地温变化幅度并不很大，地温梯度值也比较低，平均为2.6℃ /100米左右，显然这和四川盆地处于相对稳定的地台区有关。但是，在纵向上由于各个时代的地层岩类组合不同，各种岩石的热导率也不一样，所以不同时代、不同层段的地温梯度值还是有差别的。一般在泥质岩比较发育的层段，由于岩石热导率较低，因而地温梯度值偏高；而石灰岩、白云岩和砂岩发育的层段，热导率相对较高，则地温梯度值较低。例如，以泥质岩类为主的志留系和上二叠统，地温梯度平均为4～4.4℃ /100米；而以石灰岩为主的下二叠统，地温梯度平均只有2.8℃ /100米。现将女基井等几口井的地温资料列于表5－14，以供参考。

**表5－14 四川盆地各时代地层地温梯度数值**

| 层位 | 主要岩性 | 地温梯度(℃ /100 m) | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| | | 女基井 | 威15井 | 阳深1井 | 平均值 |
| 白垩系 | 厚层砂岩、泥岩互层 | | | | |
| 中上侏罗统 | 砂岩、泥岩互层 | 2.1 | | | 2.1 |
| 下侏罗统 | 泥岩与石灰岩、砂岩互层 | 2.7 | | | 2.7 |
| 上三叠统 | 厚层砂岩与泥页岩夹煤层 | 2.4 | | 2.4 | 2.4 |
| 中三叠统 | 白云岩夹石膏 | 2.2 | 2.2 | / | 2.2 |
| 下三叠统嘉陵江组 | 石灰岩、白云岩夹石膏 | 2.2 | 2.6 | 2.6 | 2.5 |
| 下三叠统飞仙关组 | 泥页岩与石灰岩 | 3.2 | 3.5 | 3.3 | 3.3 |
| 上二叠统 | 泥页岩与石灰岩夹煤层 | 3.9 | 3.9 | 4.2 | 4.0 |
| 下二叠统 | 石灰岩 | 2.6 | 2.8 | 2.9 | 2.8 |
| 志留系 | 泥岩、页岩 | / | / | 4.4 | 4.4 |
| 奥陶系 | 泥岩、页岩与石灰岩、白云岩 | / | 4.5 | 4.0 | 4.2 |
| 寒武系 | 上部白云岩、下部泥灰岩 | 2.4 | 2.5 | | 2.5 |
| 震旦系 | 白云岩 | 2.0 | 1.6 | | 2.0 |

川中侏罗系自流井群的各项生油岩地球化学指标表明，它正处在成油的高峰阶段。如果按照它在地史上的最大埋深(3350～3750米)反推回去计算，则油层温度应介于90～102℃之间，平均为96℃，由此可知，川中侏罗系油层的生油门限温度不会超出上述这个数值。同样，把上述油层埋藏条件借用J.康南提出的公式 $\lg t(10^6年)=3014\times 1/T(°K)-6.496$ 进行计算，则自流井群含油层是在白垩纪沉积了1100～1300米地层以后才开始成油的，这时相应的成油温度是84～93℃，平均为88.5℃。比川中自流井群埋藏更浅的可能生

油岩是上沙溪庙组的叶肢介页岩，特别是在川南泸州一带埋藏最浅，其地史上的最大埋深约在2500～2750米左右。据生油岩地球化学指标分析，有机碳含量1.77%、氯仿沥青“A”0.118%、总烃0.076%、“A”/C 6.67%、烃/C 3.79%，说明它不仅具有一定的生油条件，而且有向成油转化的能力。另外，据氯仿沥青“A”组分、红外光谱和正构烷烃气相色谱等项分析资料，也证明它已进入成油阶段，不过和自流井群含油层对比，叶肢介页岩生油岩中的非烃组分相对较多，说明其成熟度比川中凉高山、大安寨油层要偏低些，大体相当于刚开始进入成油阶段。若按最大埋深反推计算，川南泸州一带叶肢介页岩的地层温度约在78℃左右，同样以上述同一条件借用J.康南公式计算，则相应的成油温度为75℃左右，二者的结果相当接近。从以上推算可知，川中、川南一带侏罗系油层开始生油的地层温度不应低于75℃，同时又不会超出90～102℃。

至于侏罗系以下的目的层，在实际生产中以产天然气为主，表明油气已进入了高成熟—过成熟阶段。为了说明问题仍采用J.康南公式进行计算，其结果是川南泸州一带嘉陵江组生油岩进入成油期应当是在晚侏罗世沉积约400米的地层以后才开始的，这时相应地成油门限温度为85℃。而在川中、川南广大地区嘉陵江组生油岩普遍是在下沙溪庙组地层沉积300～550米以后开始进入成油期的，相应地生油门限温度为85～91℃。据此，可以认为对川中、川南地区三叠系的生油门限温度(即生油的上限温度)一般采用85℃比较适宜。

对于有关成油阶段结束、油气演化进入过成熟阶段的温度数值(即成油阶段结束的下限温度)，也可从已知油气层实际的产出情况来确定。一方面随着埋深加大，油气在纵向上要出现演化程度上的差异。例如在川南泸州一带三叠系嘉一气藏是区内产轻质油最低的一个层位，其下的飞仙关组和二叠系气藏除零星见有凝析油外，主要产气，这样在油气纵向剖面上就有一个成油结束以气为主的界面。另外，嘉陵江组以下不同时代生油层的各项地球化学指标基本没有什么变化，相对稳定在一定的区间值内，也说明从嘉陵江组底面附近开始，向下已进入到油气演化的过成熟阶段。在横向上受印支期泸州古隆起影响，核部与外围地区的地层保留厚度不等，油气的演化程度也不一样，以嘉一气藏为例，在隆起的核部虽以产气为主，但见有轻质油，同时天然气中重烃含量也较高。而到泸州外围地区的合江以及川中磨溪一带，则以产气为主，天然气中重烃含量极低，未见轻质油，很显然这是由上覆层埋深条件的横向变化造成的。根据上述油气产出特点，我们选用泸州一带嘉陵江组底面在地史上的最大埋深计算，区内成油阶段结束的下限温度应为125℃左右(图5－21)，即高成熟阶段的下限温度。

**四、对几个含油气层之油气演化过程的初步认识**

依照前面确定的油气在不同演化阶段的门限温度，在此讨论一下几个不同生油层段的油气演化过程和变迁情况，以便有助于结合沉积构造发展史，正确地分析和判断油气的运移聚集和形成气藏的条件。

图5－22是川中磨溪到川南一带二叠纪以来的沉积古构造发展剖面。从图中可以看出，各个时期沉积的地层层序比较齐全，但沉积间断也较普遍。受华蓥山隆起带活动的影响，在中三叠统雷口坡组(Tr)和上侏罗统($J_3$)沉积以后，于川南阳高寺一带地壳抬升较高，保留地层少，为一隆起区。而在其东西两侧下沉幅度则相对要大些。同时还可看出，在这一地史发展过程中，对某一个具体的生油层段而言，它经历了未达到成油温度、逐渐进入成油圈温度、最后超出成油圈温度的全过程，即从未成油到成油、最后演化成气的全过程。

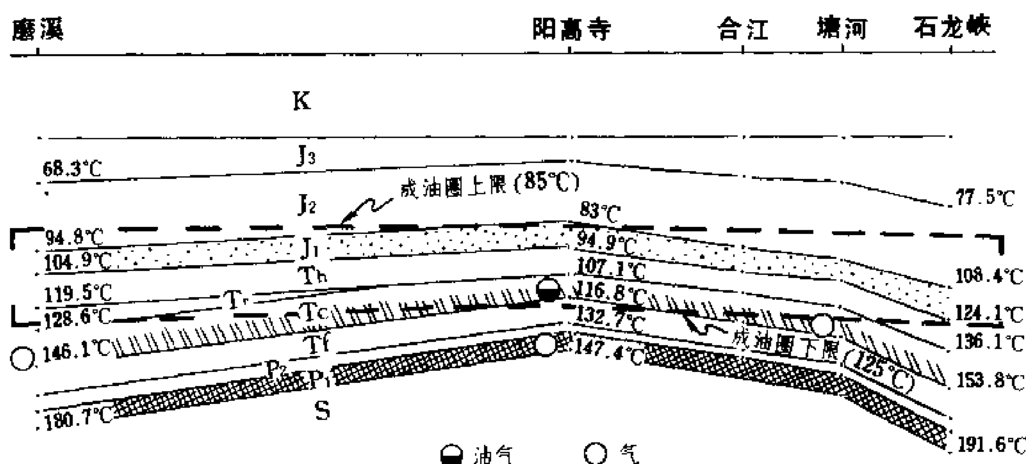



图5－21　白垩纪末川中、川南一带成油圈上下限示意图

根据计算和图5－22可知，川中到川南一带下二叠统的生油岩是在上三叠统香溪群(Th)沉积以后才开始成油的。随着不断深埋，到中侏罗世($J_2$)末进入成油的全盛期，晚侏罗世($J_3$)以后油开始转化成气，到白垩纪(K)已全部气化形成现今的二叠系气藏。而三叠系嘉陵江组是在中侏罗统($J_2$)沉积后才开始逐渐进入成油期，晚侏罗世($J_3$)末是它成油的全盛期，到白垩系(K)沉积后转化成气，只是在阳高寺附近地处隆起带，演化程度略低，保留有少量的油。侏罗系自流井群($J_1$)时代相对较新，在白垩系(K)沉积以前一直未能进入成油圈，直到白垩系(K)沉积了较厚的一段地层以后，才开始进入成油圈，并一直保持到现在形成川中大范围分布的油藏。

根据TTI值的计算成果也可以对不同地质时期有机质成熟度的演变情况进行探讨，下面以震旦系灯影组和三叠系嘉陵江组为代表作一论述，以便能对全盆地的油气演化史有一梗概的了解。

灯影组油气的生成应始于志留纪末，当时除加里东期古隆起核部雅安、南充两地及米仓山地区埋藏浅、TTI值小于3、有机质尚未成熟外，其余广大地区TTI值均较高，已进入生油开始和生油高峰阶段(图5－23)。随着地质历史向前推移，有机质成熟度渐次增高，至二叠纪末，有机质演化至生油高峰及其以上阶段的范围进一步扩大，除隆起区及其以北地区埋深小于2200米、TTI值为3～35、仍处于生油开始阶段外，其余大部分地区则处于生油高峰以上阶段，其中川东南一带埋深大于2800米，生成的油已开始转化为气。三叠纪末，除了乐山—龙女寺古隆起核部外，广大地区随着埋深增大TTI值已大于150，进入高成熟至过成熟阶段，和二叠纪对比，气化的范围明显扩大。侏罗纪末，油气演化进入更高的程度，除局部地区为湿气外，已全部裂解为干气，最后经喜山运动成为今日威远气田这样的富含氮的干气藏。

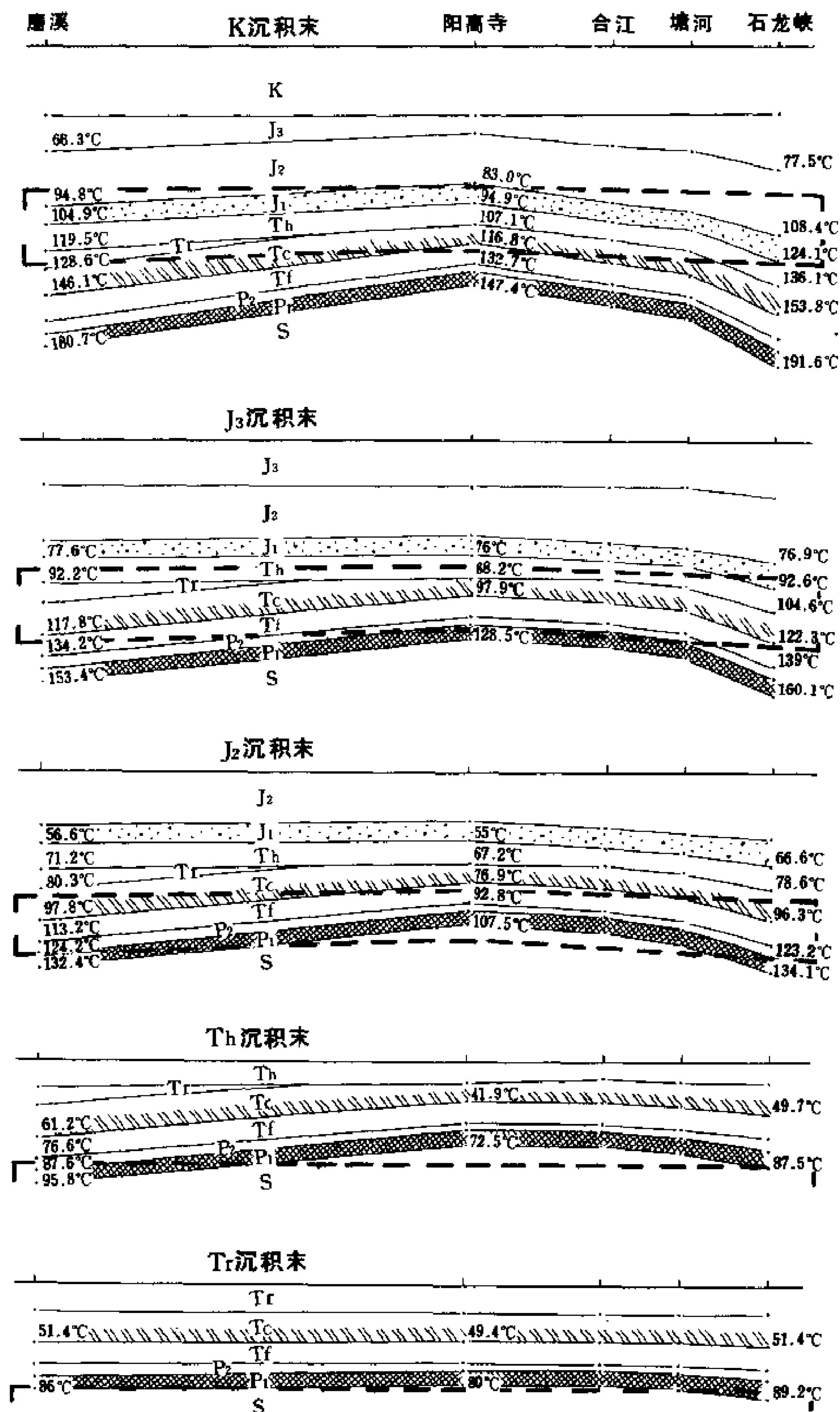



图5－22 川中、川南二叠纪—白垩纪成油圈变迁示意图

说明：1.各时代地层温度依据女基井、威15井、阳深1井平均地温梯度计算；

2.各时代地层厚度依据实钻资料，Tr和$J_3$剥蚀前地层厚度分别取650米和1000米；

3.成油门限温度上限定为85℃，下限定为125℃，示于图中黑粗虚线框范围内。

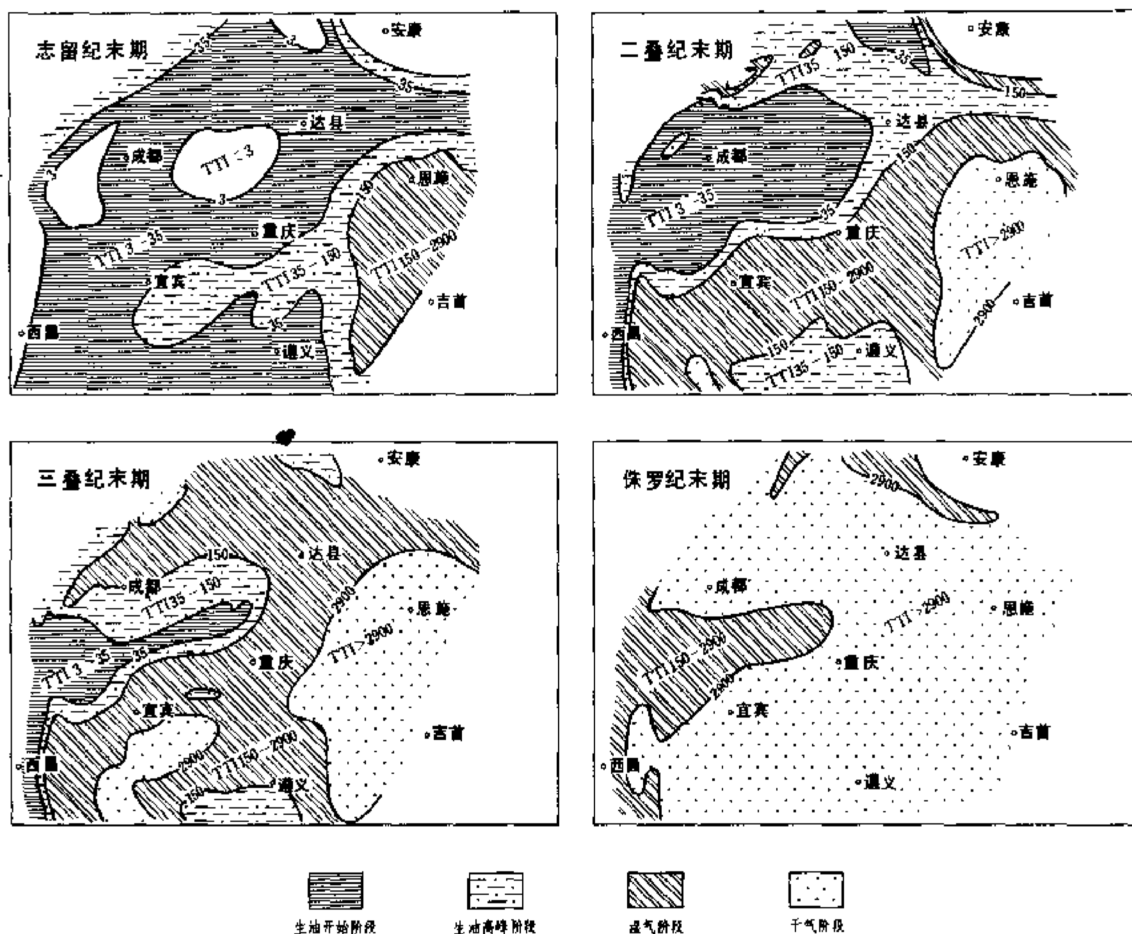
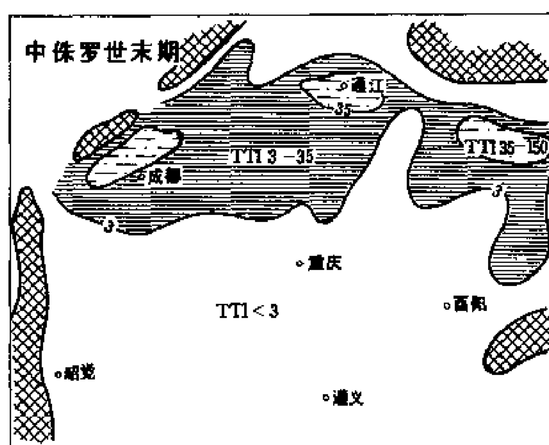
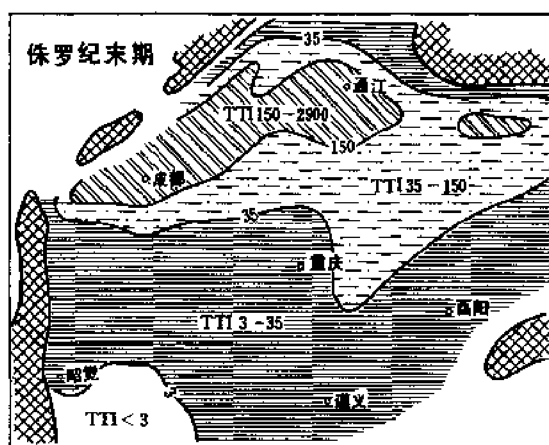



图 5－23　四川盆地震旦系灯影组有机质成熟度演变图

嘉陵江组与灯影组相比，时代较新，油气演化程度也因之要低些。侏罗纪遂宁期前，嘉陵江组在盆地西侧及北侧的成都凹陷、通江凹陷等地埋深超过 4000 米，TTI 值大于 3，有机质已开始向油转化，而盆地内其它广大地区由于埋藏浅，有机质尚未成熟。侏罗纪末，盆地西北侧的凹陷区埋深进一步增加，进入了成油高峰期，其中在凹陷的中心部位 TTI 值超过 150，开始出现气化。此外，盆地的南侧也逐步进入成油期。白垩纪末，嘉陵江组埋深普遍超过 4000 米，气化区范围扩大，在沉降中心川西和川北一带 TTI 值已超过 2900，进入干气阶段。保留有油的地区只限于泸州、威远一带。后经第三纪及喜山运动，含油区范围进一步缩小，经实际钻探现今只在泸州附近见有轻质油，它从一个侧面证明了上述论断具有较强的说服力，其演化过程有如图 5－24 所示。

上述事例说明，一个地区的油气演化过程总是和该区的沉积构造发展历史相伴而生的。因而对一个地区的地质构造发展过程了解得愈详细，对油气演化全过程的认识则将愈加清楚和符合实际。



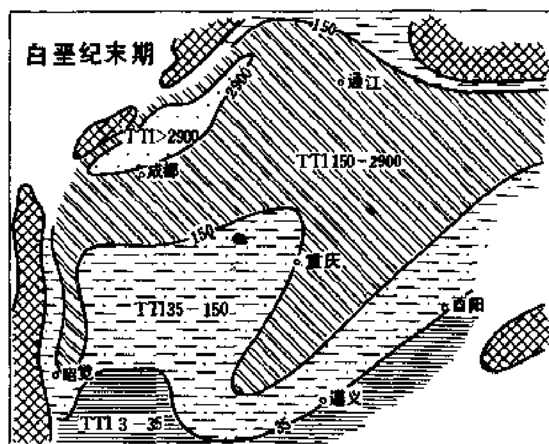







图 5－24　四川盆地三叠系嘉陵江组有机质成熟度演变图

# 第六章　碳酸盐岩储集层

## 第一节　概　　述

四川盆地已发现的工业油气层自震旦系至侏罗系共有 21 层（见表 6－1）。储集岩有碳酸盐岩和砂岩两大类，但以前者最为主要。从已发现的 21 个工业性产油气层来看，碳酸盐岩层 17 个，砂岩层 4 个；从天然气的储量看，碳酸盐岩层的储量占总储量的 94%，砂岩的只占 6%；原油储量虽未计算，但据估算碳酸盐岩中的储量也占总储量的 75% 以上；以产量比较，碳酸盐岩中的天然气产量占 88.7%，原油产量占 97.6%，砂岩则分别占 11.3% 和 2.4%。

四川盆地的储集层，无论是碳酸盐岩或砂岩，其岩块基质孔隙的渗透率都很低，孔隙度也不高，裂缝对储集层渗透性的改善起着重要的作用，因而都属于低孔隙度、低渗透性的裂缝性储集层类型。但是碳酸盐岩储集层比碎屑岩储集层更为复杂，储渗空间的类型多样，结构较复杂，非均质性强。为了对四川盆地的碳酸盐岩储集层有进一步的认识，四川石油管理局地质勘探开发研究院从 1975 年起就组织包括地质、测井、油层物性等专业研究队伍进行研究，其后，一些矿区的研究所也有类似的研究组织。通过对各气区和各油气层的研究，对四川碳酸盐岩储集层有了一些认识。本章在以往研究成果的基础上对四川盆地碳酸盐岩储集层的特征和类型作一些概括性的综述。

**表 6－1　四川盆地储集层基本情况表**

（统计到 1984 年底为止）

| 储集层名称 | 代　号 | 时　代 | 厚　度(m) | 岩　　性 | 发育孔洞的储集岩类 |
|---|---|---|---|---|---|
| 凉高山油层 | $Jt^5$ | 下侏罗统 | 20 ～ 30 | 砂岩 | 砂岩 |
| 大安寨油气层 | $Jt^4$ | 下侏罗统 | 10 ～ 20 | 介壳灰岩 | 质纯介壳灰岩 |
| 东岳庙油层 | $Jt^2$ | 下侏罗统 | 5 | 介壳灰岩，砂岩 | 质纯介壳灰岩，砂岩 |
| 珍珠冲气层 | $Jt^1$ | 下侏罗统 | 10 ～ 20 | 砂岩 | 砂岩 |
| 香溪气层 | Th | 上三叠统 | 350 | 砂岩 | 中粒砂岩 |
| 须二气层 | Tx | 上三叠统 | 350 | 砂岩 | 中粒砂岩 |
| 雷口坡气层 | Tr | 中三叠统 | 200 | 白云岩 | 藻屑白云岩 |
| 嘉五气层 | $Tc^5$ | 下三叠统 | 30 ～ 50 | 白云岩夹石灰岩 | 粒屑（粉晶）云岩 |
| 嘉四气层 | $Tc^4_3$ | 下三叠统 | 40 | 石灰岩夹白云岩 | 粒屑（粉晶）云岩 |
| 嘉三气层 | $Tc^3$ | 下三叠统 | 150 | 石灰岩夹白云岩 | 粉晶（粒屑）云岩 |
| 嘉二$^3$气层 | $Tc^2_3$ | 下三叠统 | 40 | 石灰岩夹白云岩 | 粒屑白云岩 |
| 嘉二$^2$气层 | $Tc^2_2$ | 下三叠统 | 40 | 石灰岩夹白云岩 | 粒屑白云岩 |
| 嘉一气层 | $Tc^1$ | 下三叠统 | 200 | 石灰岩夹白云岩 | 鲕粒白云岩，石灰岩 |
| 飞三气层 | $Tf^3$ | 下三叠统 | 150 | 石灰岩夹白云岩 | 鲕粒白云岩，石灰岩 |
| 飞一气层 | $Tf^1$ | 下三叠统 | 130 | 石灰岩夹泥云岩 | 鲕粒灰岩，石灰岩，泥灰岩 |
| 长兴气层 | $P_2^2$ | 上二叠统 | 120 | 石灰岩夹白云岩 | 礁型云岩，石灰岩 |
| 阳三气层 | $P_1^3$ | 下二叠统 | 180 | 生物灰岩 | 石灰岩，砂糖状白云岩 |
| 阳二气层 | $P_1^2$ | 下二叠统 | 100 | 生物灰岩夹白云岩 | 石灰岩，砂糖状白云岩 |
| 中石炭统气层 | $C_2$ | 中石炭统 | 10 ～ 50 | 白云岩夹石灰岩 | 虫屑（粉晶）白云岩 |
| 下奥陶统气层 | $O_1$ | 下奥陶统 | 30 ～ 50 | 白云岩夹石灰岩 | 粒屑白云岩 |
| 震旦系气层 | $Z_2$ | 上震旦统 | 650 | 白云岩 | 藻白云岩 |

## 第二节　碳酸盐岩储集层的特征

### 一、主要储集层是质纯、性脆的石灰岩

从目前已发现的65个气田、12个油田和19个含油气构造中所出现的碳酸盐岩储集层的岩类统计来看（详见表6－2），主要由石灰岩组成的储集层有4层，白云岩组成的储集层有2层，由石灰岩夹白云岩组成的储集层有8层，由白云岩夹石灰岩组成的储集层有3层。总的是以石灰岩组成的储集层居多。表6－3是世界上243个有代表性的碳酸盐岩油气藏的统计数字，从中可知石灰岩储集层和白云岩储集层的数量大致相等，也就是说白云岩类的储集层比四川盆地的要多得多。需要说明的是，四川盆地的石灰岩夹白云岩储集层中孔洞发育的岩类主要是结构较粗的白云岩，这类白云岩中的孔洞的形成，主要是由于白云岩化作用的结果，因为石灰岩（特别是粗结构灰岩）被白云岩化常可形成孔洞层。这种孔洞层和构造裂缝相叠加而组成裂缝－孔隙（洞）型储集层。而石灰岩储集层则主要为受构造裂缝控制的裂缝型或裂缝－洞穴型储集类型。

**表6－2　四川盆地碳酸盐岩储集层岩类对比**[1]

| 岩　类 | 石灰岩 | 白云岩 | 石灰岩夹白云岩 | 白云岩夹石灰岩 | 合　计 |
|---|---|---|---|---|---|
| 层　位 | $Jt^4$，$Jt^2$<br>$Jf^1$，$P_1^3$ | $Tr^3$、$Z_2$ | $Tc^4_3$，$Tc^3$，$Tc^2_3$，<br>$Tc^2_2$，$Tc^1$，$Tf^3$，$P_2^2$，$P_1^2$ | $Tc^5$、$C_2$、O | |
| 层　数 | 4 | 2 | 8 | 3 | 17 |
| 个层数[2] | 75 | 4 | 121 | 21 | 221 |
| 个层数（%）[3] | 33.90 | 1.80 | 54.80 | 9.50 | 100 |
| 储　量（%） | 28.01 | 23.65 | 26.50 | 21.84 | 100 |
| 产　量（%） | 38.43 | 14.14 | 33.75 | 13.68 | 100 |

1 以四川盆地内的65个气田和12个油田的碳酸盐岩工业性油气层进行统计。

2 个层数是指油气田中碳酸盐岩储集层的累积层数。即四川盆地65个气田和12个油田中具工业性油气流的碳酸盐岩油气层的总层数。

3 指各类碳酸盐岩储集层的个层数占总的个层数的百分比。

**表6－3　世界碳酸盐岩油气藏的储集岩岩类对比表**[1]

| 储集类型 ＼ 个层数 ＼ 岩类 | 石灰岩 | | 白云岩 | | 石灰岩夹白云岩 | | 白云岩夹石灰岩 | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | 个层数 | % | 个层数 | % | 个层数 | % | 个层数 | % |
| 晶间孔－粒间孔隙型 | 53 | 69.7 | 15 | 19.7 | 6 | 7.9 | 2 | 2.7 |
| 溶孔－溶洞型 | 31 | 38.7 | 39 | 48.7 | 3 | 3.8 | 7 | 8.8 |
| 裂缝－基质孔隙型 | 8 | 27.6 | 17 | 58.6 | 1 | 3.4 | 3 | 10.4 |
| 未查明孔隙的类型 | 38 | 40.4 | 43 | 45.7 | 6 | 6.4 | 7 | 7.5 |
| 合　计 | 130 | 46.6 | 114 | 40.9 | 16 | 5.7 | 19 | 6.8 |

1 此表据G.C.兰内斯等人1972年资料统计，数据来源于《碳酸盐岩石油与天然气开采》的附录C。

四川盆地碳酸盐岩储集层的泥质含量都较低。据岩石化学分析和薄片鉴定统计，碳酸盐岩储集层的平均泥质含量基本上都小于10%，其中震旦系白云岩、二叠系石灰岩和白云岩的泥质含量小于2%；下奥陶统、中石炭统、三叠系和下侏罗统大安寨组储集岩的泥质含量一般小于5%，都属于质纯的碳酸盐岩类。泥质含量大于10%者，则往往是非储集岩层，这是因为含泥质碳酸盐岩的塑性增大，不利于裂缝发育，而且溶解性能差，也不利于次生孔隙和洞穴的发育。

例外的是飞一气层（$Tf^1$）的储集岩，在川南地区由含泥质较重的石灰岩（泥灰岩及含泥质灰岩）组成，该层裂缝发育，为裂缝型储集层（将在后节进行讨论）。

另外，碳酸盐岩储集岩的力学性质具有“三高一低”的特点。从表6－4可见，碳酸盐岩具有高强度、高密度、高软化系数和低塑性系数的特点，为脆性岩类，有利于裂缝发育。碳酸盐岩的上述力学参数，接近于浅变质—中变质岩类的力学参数。这与四川盆地碳酸盐岩的时代老、压实程度高有关。

**表6－4　四川盆地各类沉积岩的力学参数**[①]

| 岩　类 | 饱和抗压强度(bar) | 弹性模量($E=10^{-4}$bar) | 岩石密度($kg/m^3$) | 软化系数(n) | 硬度($kg/mm^2$) | 塑性系数(K) |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 煤 | | | 1.62 | | | |
| 泥岩，页岩 | 227.5 | 21.8 | 2.71 | 0.41 | 34.1 | 3.16 |
| 砂　岩 | 747.3 | 6.8 | 2.69 | 0.72 | 88.3 | 2.08 |
| 石灰岩 | 1449.4 | 83.6 | 2.74 | 1.00 | 139.2 | 2.12 |
| 白云岩 | 1909.4 | 104.8 | 2.82 | 0.95 | | |

① 据690块岩样的分析资料统计。

表6－5列出的是四川各层系的岩石力学参数，随着岩石年代变老，碳酸盐岩的密度和强度都有增高的趋势。从表6－5还可以看到在整个四川盆地的沉积岩剖面中，可以按照脆性岩层系与塑性岩层系划分出3个大的旋回，塑性岩层系的厚度（K—J为1500～4000米，Tr—$P_2$为1000～2500米，S—Є为1000～3500米）比起脆性岩层系的厚度（Th、Tx为500～2500米，$P_1$为350～550米，$Z_2$为650～730米）要高出3～5倍以上，且塑性岩层系中还可进一步分为若干个脆—塑相间的次一级组合。这种地层组合也有利于构造裂缝的发育。

## 二、储集岩的孔隙度和渗透率都较低

四川盆地已发现的储集层，岩块基质孔隙的渗透率和孔隙度都相当低。表6－6是四川盆地各储集层的物性数据，据23876个有代表性的岩芯分析资料统计，各储集层的碳酸盐岩平均孔隙度只有1.7%，砂岩的平均孔隙度为5.4%，渗透率基本上都小于$1\times10^{-3}$平方微米。

图6－1、图6－2是根据岩芯分析数据编制的，各储集层中孔隙度小于3%、渗透率小于$0.1\times10^{-3}$平方微米的样品都占总样品数的80%以上。其中下二叠统低孔隙度和低渗透率样品的比例最高，都占95%以上。

总的来看，碳酸盐岩储集层很致密，但储集层剖面中也有一些孔隙度和渗透率相对较高的层段，在四川地区常称之为“高孔层段”或“高孔层”。“高孔层”只是相对于致密层而言，实际上其孔隙度也只有3～6%左右（参见表6－6），与世界上其它地区的储集层相比还是相当低的。为了避免混淆，在此将这类层段称为“孔洞层段”，其标志是：岩芯上有可见孔隙或小溶洞，据岩芯分析孔隙度一般大于3%（有的层系以2%为下限）。而无可见孔、洞，且孔隙度小于3%者（有的层系则以2%为界线）称致密层。从表6－6还可见，在2100多米

表 6-5　四川盆地岩芯力学参数[1]对比表

| 层位 | 岩性 | 饱和抗压强度 (bar) | 软化系数 (n) | 抗剪强度比例极限 (bar) | 弹性模量 ($10^{-4}$bar) | 泊松系数 ($\mu$) | 岩石硬度 ($kg/mm^2$) | 塑性系数 (K) | 岩石密度 ($kg/m^3$) |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| K－J | 泥质碎屑砂岩 | 61.8 ~ 325.6 | 0.41 ~ 0.56 | 14.7 ~ 31.4 | 3.2 ~ 6.8 | 0.24 ~ 0.30 | / | / | 2.72 ~ 2.78 |
| Th、Tx | 砂岩 | 566.8 | / | 80.4 | 4.8 | 0.24 | / | / | 2.62 |
| Tc、$P_2^2$ | 石灰岩、泥灰岩、白云质灰岩 | 751.2 ~ 1898.6 | 0.75 ~ 1.20 | 113.8 ~ 156.9 | 76.4 ~ 84.0 | 0.33 ~ 0.36 | 30.1 ~ 141.8 | 2.02 ~ 3.54 | 2.72 ~ 2.75 |
| $P_1$ | 生物灰岩 | 1261.1 ~ 2497.8 | 0.77 ~ 1.14 | 63.7 | 88.3 | 0.37 | 109 ~ 249.0 | 1.64 ~ 2.68 | 2.72 ~ 2.86 |
| S－Є | 泥岩、页岩 | 423.6 ~ 465.8 | 0.97 | 52.0 ~ 76.5 | 26.9 ~ 50.6 | 0.27 ~ 0.37 | / | / | 2.73 ~ 2.75 |
| $Z_2$ | 白云岩 | 1591.6 ~ 3004.8 | / | 78.5 ~ 172.6 | / | / | / | / | 2.82 |

① 据四川盆地关基井、女基井、威 15 井、宁 1 井、威基井及其他一些井 400 多块岩样分析资料。

**表6－6　四川盆地储集层物性数据表（至1984年底）**

| 储集层名称 | 储集层厚数(m) | 孔隙度(%) | | | | 渗透率($1\times10^{-3}\mu m^2$) | | | | 孔洞层数据 | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | 样品个数 | 最大值 | 最小值 | 平均值 | 样品个数 | 最大值 | 最小值 | 平均值 | 层数 | 单层厚度(m) | 累积厚度(m) | 占储集层总厚的(%) | 孔洞层平均孔隙度(%) |
| $Jt^4$ | 15 | 436 | | | 1.71 | | | | | 孔洞分布零星 | | | | |
| $Th^6$ | 80 | 85 | 13.26 | 1.88 | 6.66 | 56 | 126* | <0.01 | 3.59 | | | | | |
| $Th^4$ | 100 | 1993 | 17.15 | 0.51 | 6.01 | 1436 | 530* | <0.01 | 0.80 | | | | | |
| $Th^2$ | 170 | 1658 | 13.59 | 0.38 | 6.39 | 1552 | 72.04* | <0.01 | 0.41 | | | | | |
| $Tx^2$ | 350 | 2273 | 14.51 | 0.03 | 4.11 | 2116 | 16.14 | <0.01 | 0.08 | 30 | 1～3 | 52 | 14 | 8～9 |
| $Tr^3$ | 200 | 642 | 29.54 | 0.04 | 2.73 | 268 | 128* | <0.01 | 2.31 | 20 | 0.1～8.5 | 74 | 38 | 4.38 |
| $Tc^5{}_1$ | 30 | 567 | 19.72 | 0.14 | 2.23 | 422 | 12.18 | <0.01 | 0.24 | 6 | 1～3 | 12 | 40 | 5.57 |
| $Tc^4{}_3$ | 40 | 78 | 15.37 | 0.01 | 1.35 | 81 | 6.5 | <0.01 | 0.16 | 6 | 1～3 | 10 | 25 | 5.60 |
| $Tc^4{}_1-Tc^3$ | 150 | 834 | 17.92 | 0.48 | 1.63 | 347 | 62.61* | <0.01 | 1.52 | 3～5 | 0.5～5 | 7 | 4.7 | 5.70 |
| $Tc^2{}_3$ | 40 | 329 | 29.44 | 0.05 | 2.56 | 215 | 289.7 | <0.01 | 6.14 | 4 | 0.5～3 | 6 | 7.5 | 8～10 |
| $Tc^2{}_2$ | 40 | | | | | | | | | | | | | |
| $Tc^2{}_1-Tc^1$ | 200 | 1059 | 19.24 | 0.03 | 1.58 | 622 | 35.68 | <0.01 | 0.49 | 5 | 0.5～3 | 5 | 2.5 | 5 |
| $Tf^3$ | 150 | 1629 | 11.54 | 0.13 | 1.11 | | | | | 3～6 | 0.5～4 | 8 | 5 | 4 |
| $Tf^1$ | 130 | 572 | 4.19 | 0.12 | 0.78 | | | | | 孔洞稀少 | | | | |
| $P_2{}^2$ | 120 | 1230 | | 0.13 | 1.51 | | | | | 0～12 | 0.6～6 | 0～50 | | 5 |
| $P_1{}^3$ | 180 | 5345 | 21.59 | 0.06 | 0.84 | 839 | 30.33* | <0.01 | 0.08 | 孔洞分布不规则 | | | | |
| $P_1{}^2$ | 100 | 482 | 20.88 | 0.16 | 1.09 | 118 | 1.09 | <0.01 | 0.10 | 2～5 | 1～3 | 6 | 6.0 | 4 |
| $C_2$ | 30 | 3136 | 23.27 | 0.14 | 3.47 | 122 | 26.18* | <0.01 | 2.50 | 1～6 | 0.5～5 | 15 (5～20) | 20～60 | 6 |
| O | 40 | | | | | | | | | | | | | |
| $Z_2$ | 650 | 1528 | 8.80 | 0.10 | 1.76 | | | | | 47 | 0.5～4 | 80 | 14 | 3 |
| 合计 砂岩 | 700 | 6009 | | | 5.41 | | | | | | | | | 8 |
| 合计 碳酸盐岩 | 2115 | 17867 | | | 1.70 | | | | | | | 246 | 11 | 5 |

*为有裂缝的岩样。

的碳酸盐岩储集层剖面中，孔洞层段只有250米左右，占储集层总厚度的11%；它们的孔隙度一般只有3～6%，渗透率多在$0.01\times10^{-3}$～$1\times10^{-3}$平方微米之间，属弱渗透性的孔洞层；其单层厚度一般只1～3米，分散地夹在储集层剖面中，层间为较厚的致密岩层所分隔。也有的孔洞较发育的储集岩不是层状分布，而是成为小斑块或不规则的大块体零星地出现在致密岩层中。

储集层剖面中的孔洞层有三种情况。一种是孔洞层段的厚度较大，占储集层总厚度10%以上，而且层段又相对集中，这类储集层的储渗条件都较好，如雷三层、嘉五$^1$层、嘉四$^1$层、中石炭统和震旦系等气层即属此类，是四川地区最好的一类储集层。第二种情况是孔洞层较薄，所占比例不到10%，而且层段较分散，其储渗条件较差，如嘉陵江组和飞三段的储

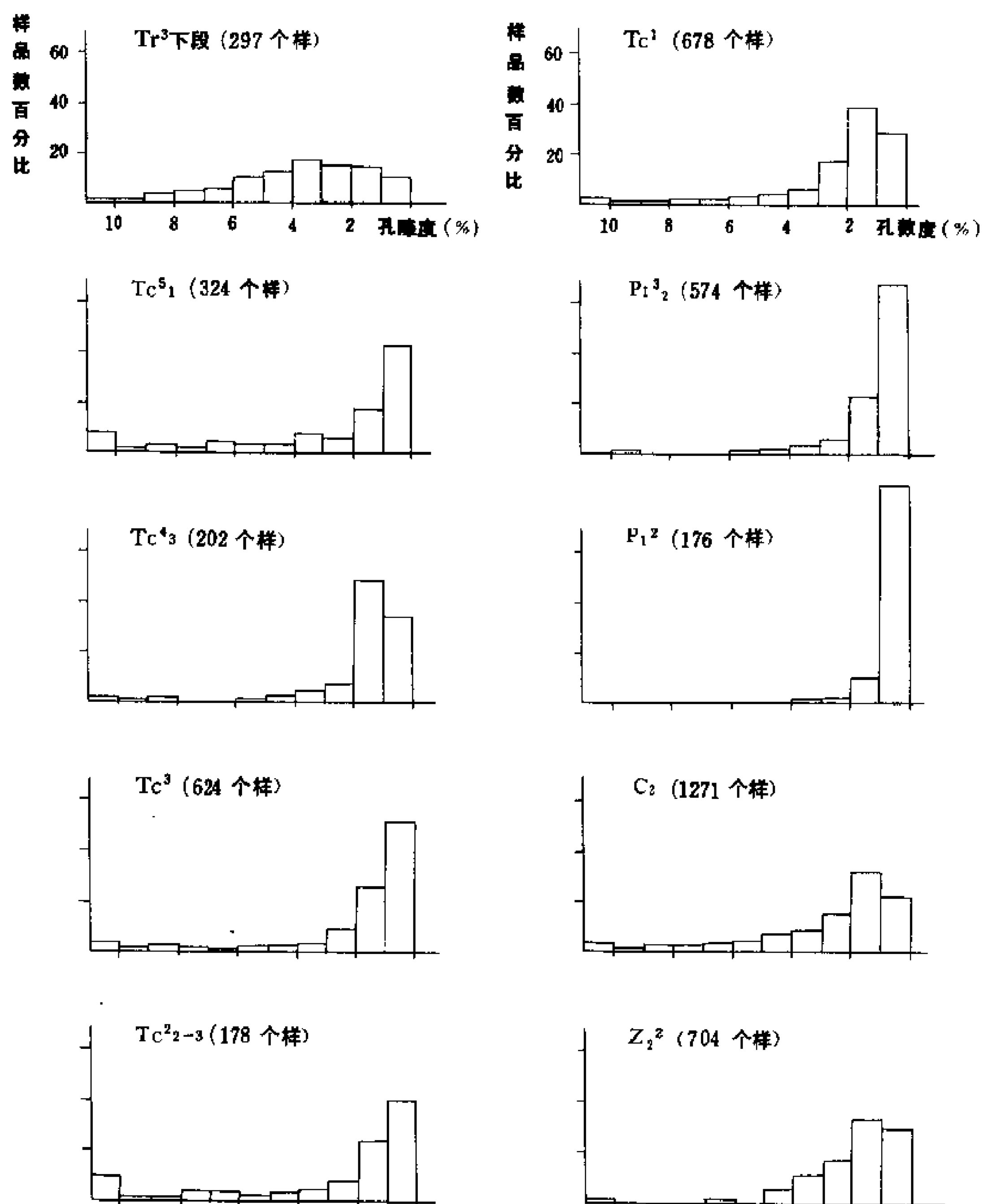



图6－1 四川盆地碳酸盐岩储集层孔隙度频率图

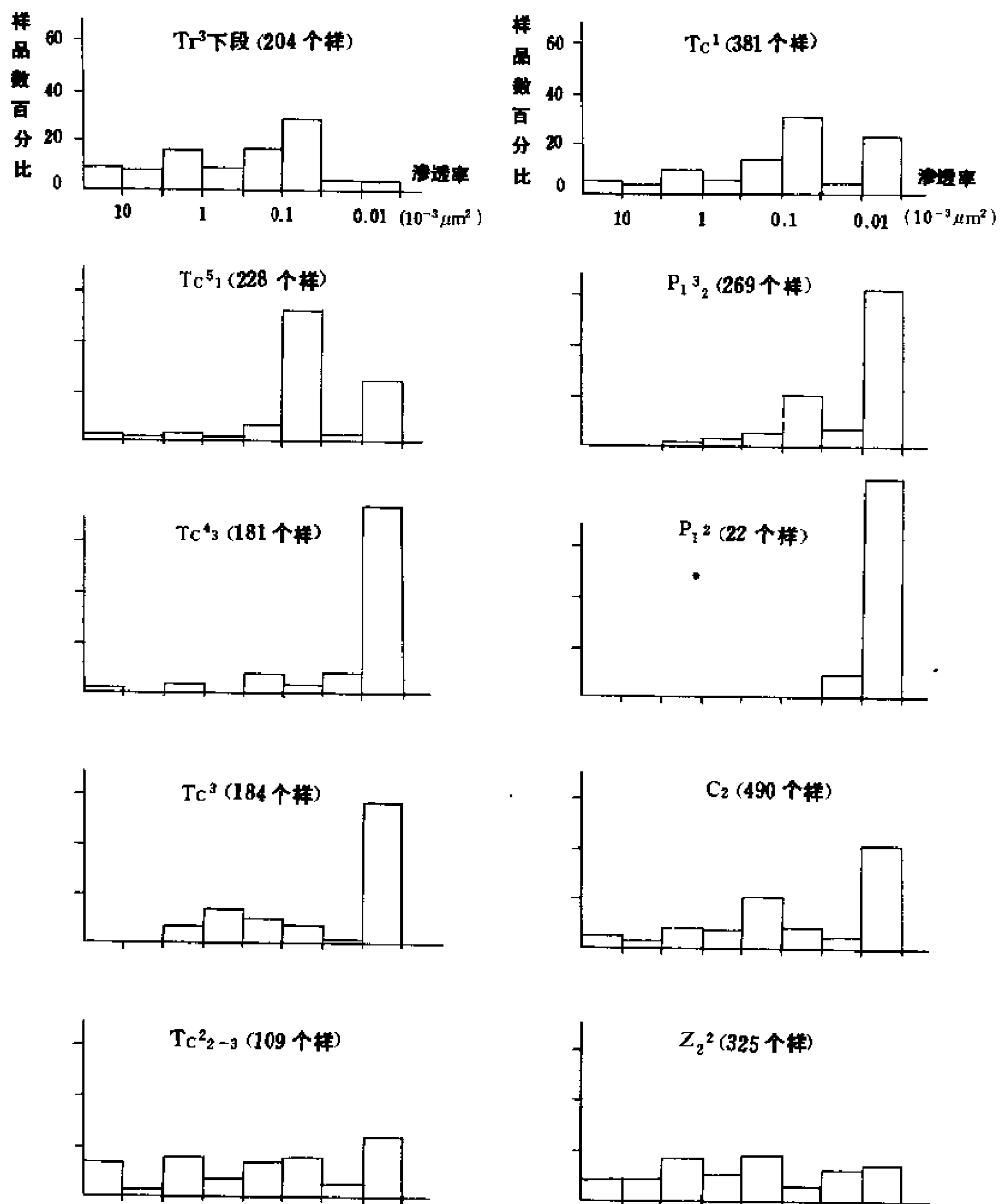



图 6－2 四川盆地碳酸盐岩储集层渗透率频率图

集层。第三类是孔洞的数量少，而且又很分散，不能形成层状分布的孔洞层，如大安寨层和下二叠统的储集层即属此类。

与世界上的一些碳酸盐岩储集层相比，四川盆地的储集层都属于较差的类型。图 6－3、6－4汇集了 243 个有代表性的碳酸盐岩油气藏的储集层孔隙度和渗透率数据。从图 6－3 可

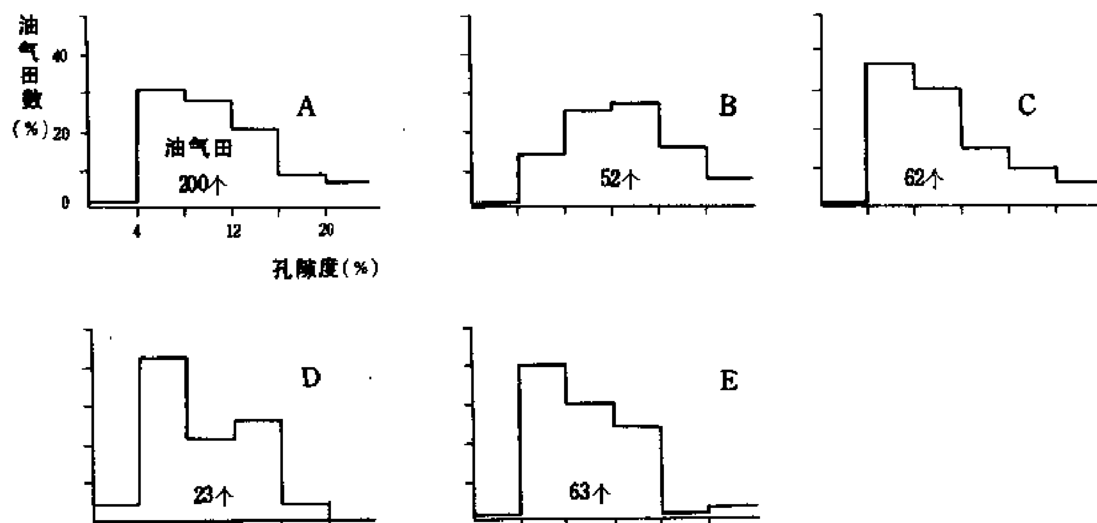



图 6－3　世界碳酸盐岩油气藏储集层的孔隙度频率图

（据 G.C.兰内斯等人 1972 年资料编绘）

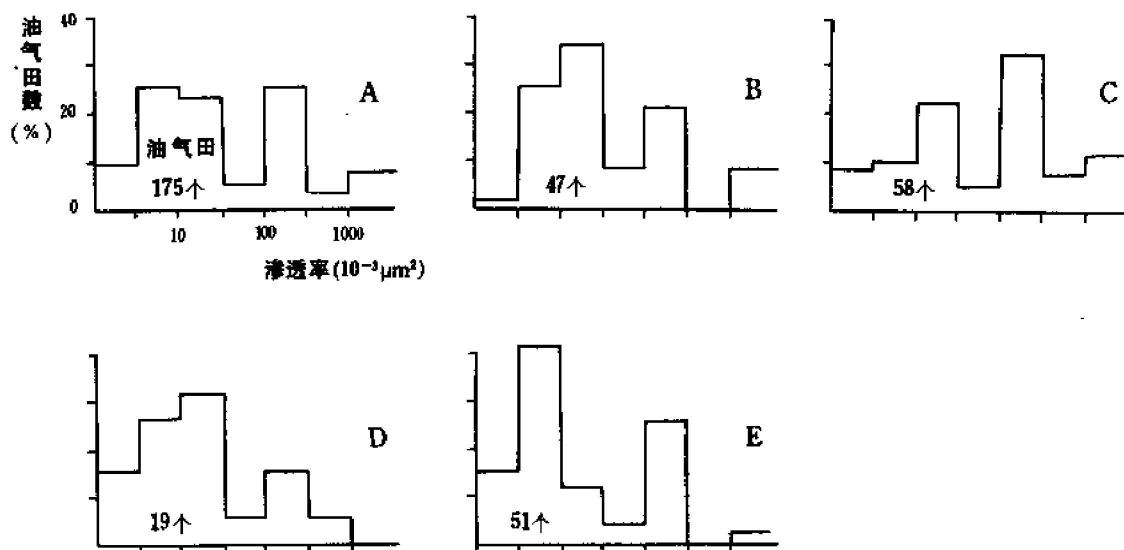



图 6－4　世界碳酸盐岩油气藏储集层的渗透率频率图

（据 G.C.兰内斯等人 1972 年资料编绘）

看出，世界上多数碳酸盐岩储集层的孔隙度在4 ~ 16% 区间内，这一区间内储集层的层数占总数的 82.5%，而孔隙度小于4% 者只占总数的 2%，大于 16% 者也只占 15.5%。从各类储集层比较看，以晶间孔—粒间孔隙型储集层的孔隙度最高，而裂缝—基质孔隙型储集层的孔隙度较低。

从图 6－4 看，储集层渗透率多在 $1\times10^{-3}$ ~ $500\times10^{-3}$ 平方微米之间，小于 $1\times10^{-3}$ 平方微米的只占总数的 9.7%，大于 $500\times10^{-3}$ 平方微米的也只占 10%。各类储集层比较，则以溶孔—溶洞型储集层的渗透性最高，晶间孔—粒间孔型储集层的渗透性低。

四川碳酸盐岩储集层中的孔洞层与世界上的碳酸盐岩油气藏储集层相比就大为逊色了。因而可划归为低孔隙度、低渗透性的储集层类型。

储集层中除了孔隙和小溶洞外，还有裂缝和大、中型溶洞，但它们的物性参数不易取得。对于中小规模的裂缝，在四川地区采用统计岩芯裂缝的方法来计算裂缝孔隙度、一般是在岩芯柱面上直接测量裂缝的宽度和长度，计算出裂缝面积以后，再除以岩芯表面积，其比值称面裂缝率，简称面缝率($R_f$)，一般以百分率表示。已切开的岩芯则在一纵截面上作裂缝统计．面缝率($R_f$)的计算式是:

$$R_f=\frac{l\times b}{s}\times100\%$$

式中 $R_f$— 面裂缝率(%)；

$l$ —裂缝长度(厘米)；

$b$ —裂缝宽度(厘米)；

$s$ —岩芯纵截面积或表面积(平方厘米)。

也可以用面缝率来计算裂缝空隙度，简称缝隙度，代号为 $\varphi_f$。裂缝空隙度(即缝隙度)是裂缝体积的量度，便于与孔隙度对比，其表达式根据方块模型推导为:

$$\varphi_f=1.4R_f$$

四川盆地几个主要产气层的裂缝数据列于表 6－7 中。从表中可见其裂缝空隙度都小于 1%，一般在 0.2 ~ 0.5% 之间。总的来看，白云岩层的裂缝空隙度略高于石灰岩层的裂缝空隙度。

**表 6－7 四川盆地碳酸盐岩储集层岩芯裂缝参数**

| 层位 | 岩性 | 厚度 (m) | 面缝率 (%) | 裂缝空隙度 (%) | 统计岩芯长度 (m) | 资料来源 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| $Tc^5_1$ | 石灰岩夹针孔状白云岩 | 30 | 0.09 ~0.65 | 0.13 ~0.91 | 87.0 | 卧龙河 |
| $Tc^4_1-Tc^3$ | 石灰岩夹粒屑白云岩及石灰岩 | 140 | 0.03 ~0.38 | 0.04 ~0.53 | 296.4 | 自流井，圣灯山，杨家山，付家庙，打鼓场 |
| $Tc^2_{2+3}$ | 石灰岩夹白云岩 | 80 | 0.10 ~0.54 | 0.14 ~0.76 | 76.3 | 付家庙，庙高寺 |
| $Tc^2_1-Tc^1$ | 石灰岩夹鲕粒白云岩 | 180 | 0.10 ~0.48 | 0.14 ~0.67 | 290.5 | 阳高寺，德胜，沈公山 |
| $P_1^3$ | 生物灰岩 | 170 | 0.02 ~0.10 | 0.03 ~0.14 | 332.2 | 自流井，阳高寺，纳溪，老翁场 |
| $C_2$ | 白云岩夹石灰岩 | 6 ~40 | 0.03 ~0.53 | 0.04 ~0.74 | 226.1 | 相国寺，卧龙河 |
| $Z_2$ | 白云岩 | 250 | 0.15 | 0.21 | 640.0 | 威远 |

对规模较大的裂缝和洞穴，四川地区曾采用坑道缝洞类比调查的方法来估算。在重庆市中梁山煤矿下二叠统茅口灰岩的巷道进行缝洞调查结果，于 2.3 万平方米的巷道范围内，共有各类裂缝99719 条，大、中型溶洞和方解石填充的小斑块共计20927 个，平均每平方米有裂缝4.3 条，洞和斑块0.9 个。其中大、中型张开的裂缝只有480 条，敞开的大、中型溶洞(即未被方解石填充的部分)只有83 个；张开的缝、洞合计开口面积只有8 平方米左右，其面缝洞率约0.04% 左右，裂缝及溶洞的空隙度约0.06%。

乐山县范店乡铁路隧道穿越震旦系，凿开时道壁内上震旦统灯影组白云岩缝洞表露清晰，在长 699 米、高 4 米的石壁上曾对缝洞分布情况进行过连续素描，共有小溶洞、溶孔层（称孔洞层）29 层，厚 108.89 米，占 699 米的 15.6%；孔洞层的面洞率 0.08 ～ 2.17%，平均 1.03%；折算的孔、洞隙度为 0.11 ～ 3.04%，平均 1.44%。构造裂缝较发育的层段(指每米有裂缝 20 条以上者)共有 18 层，累计厚度 134.7 米，占 699 米的 19.27%；裂缝段的张开面缝率平均为 0.32%，张开的缝隙度为 0.448%；如以观察素描的全部面积（$699 \times 4 = 2796$ 平方米）计算，白云岩层的平均面缝率和缝隙度分别为 0.06%和 0.09%。与威远气田震旦系岩芯的面缝率和缝隙度相比，其数值要低得多。这可能有两个原因：一是两者的统计标准不同，威远的岩芯裂缝是对所有的裂缝都进行统计，而范店乡隧道只对裂缝密集段（每米有裂缝 20 条以上的层段）进行统计，非密集段未统计，但非密集段的厚度占总厚度的 80%以上；二是构造部位不同，威远气田位于威远背斜构造顶部，是构造裂缝发育的良好部位，而范店乡隧道位于四峨山背斜的翼部，不是裂缝最发育的部位。

用压力恢复曲线求取储集层参数，是四川盆地油气田开发研究中的一项重要课题，近年来取得较好的成果。表 6－8 是 1980 年求取的几口井的储集层参数。从中可以看出裂缝空隙度也很低，最高者 0.74%，最低者只有十万分之几；但裂缝的渗透率则普遍比岩块孔隙的渗透率高，最低者为 $0.1 \times 10^{-3}$ 平方微米，最高者达 $158 \times 10^{-3}$ 平方微米。

裂缝的空隙度不高，在国外油气田的储集层中也有类似特点。表 6－9 是K.J. 韦伯(1982)的统计数据。从表上看，不管是砂岩或碳酸盐岩其裂缝空隙度也多在 0.1 ～ 0.3% 之间；只是经过溶蚀的裂缝略有增高。

**表 6－8 四川盆地碳酸盐岩储集层参数表**

（用最优化方法计算，1980）

| 层位 | 井号 | 岩块孔隙度 $\varphi_2$ (%) | 有效厚度 h (m) | 裂缝渗透率 $K_1$ ($10^{-3}\mu m^2$) | 供给半径 $R_k$ (m) | 弹性容积比 $\omega$ | 控制窜流系数 $\lambda$ | 裂缝空隙度 $\varphi_1$ (%) | 天然气导压系数 $æ$ ($mm^2/s$) |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| $Tc^5_1$ | 卧 13 | 6.05 | 10.25 | 157.92 | 560 | 0 | $3 \times 10^{-5}$ | 很小 | 27146.66 |
| | 卧 15 | 6.00 | 10.00 | 7.89 | 400 | 0.110 | $5 \times 10^{-3}$ | 0.740 | 1376.38 |
| $Tc^3$ | 塘 12 | 1.65 | 4.50 | 0.15 | 1100 | 0.040 | $7 \times 10^{-3}$ | 0.070 | 98.42 |
| $Tc^1$ | 阳 1 | 5.84 | 7.00 | 37.89 | 2004 | 0.001 | $1.47 \times 10^{-7}$ | 0.007 | 2371.84 |
| $P_1^3$ | 宋 2 | 4.50 | 21.00 | 2.31 | 600 | 0.010 | $1.0 \times 10^{-3}$ | 0.045 | 588.86 |
| $C_2$ | 相 16 | 7.00 | 8.00 | 0.49 | 550 | 0.040 | $1.0 \times 10^{-4}$ | 0.290 | 109.18 |
| $Z_2$ | 威 34 | 2.02 | 19.50 | 1.14 | 1582 | 0.030 | $8.47 \times 10^{-7}$ | 0.043 | 723.26 |

表 6-9　国外油气田储集层裂缝空隙度数据表（据K．J.韦伯 1982.9）

| 类型 | 地点 | 国家 | 岩性 | 裂缝孔隙度(%) | 方法 |
|---|---|---|---|---|---|
| 单斜及低倾角背斜 | Alsace Eschau 油田 | 法国 | 石灰岩 | 0.01～0.02(断层附近) | 岩芯 |
| | N. Scharz-Wald 油田 | 西德 | 砂岩 | 0.1（地下） | 露头、岩芯 |
| | 西得克萨斯州 Spraberry 油田 | 美国 | 砂岩<br>粉砂岩 | 0.025<br>0.15 | 岩芯 |
| | 犹他州 Altamont 和 Blue-bau 油田 | 美国 | 砂岩、粉砂岩 | 0.02～0.10 | 岩芯 |
| | Dukhan 油田 | 卡塔尔 | 石灰岩 | 0.02～0.04 | 岩芯 |
| | 乌克兰一些油田，Stavropol 和古比雪夫地区 | 苏联 | | 0.06～0.10 | 岩芯 |
| | （一般值） | | | (0.01～0.10) | |
| 强烈褶皱的背斜 | Diyarbakir 油田 | 土耳其 | 石灰岩、白云岩 | 0.01～0.4(平均 0.1) | 露头、岩芯 |
| | Gach Saran 油田 | 伊朗 | 石灰岩、白云岩 | 顶部 0.17<br>翼部 0.03 | 露头、岩芯 |
| | Agha Jari 油田 | 伊朗 | 石灰岩、砂岩 | 0.22 | 物质平衡法 |
| | Haft Kel 油田 | 伊朗 | 石灰岩、白云岩 | 0.21 | 物质平衡法 |
| | Mashid-I-Suleiman 油田 | 伊朗 | 石灰岩、白云岩 | 0.20 | 物质平衡法 |
| | Nuryal-1 井 | 巴基斯坦 | 砂岩、粉砂岩 | 0.11～0.21 | 岩芯 |
| | Potwar 地区 | 巴基斯坦 | 石灰岩 | 0.06～0.75 | 岩芯 |
| | Dnieper-Donets 盆地 | 苏联 | 砂岩、粉砂岩 | 0.30 | 岩芯 |
| | Dagesten 上白垩统油田 | 苏联 | 石灰岩、白云岩 | 0.16～0.35 | 岩芯 |
| | Stavropol 地区 | 苏联 | 石灰岩、泥灰岩 | 0.10～0.30 | 岩芯 |
| | Ural-Volga 地区 | 苏联 | 石灰岩、页岩 | 0.25～0.30 | 物质平衡法 |
| | 俄克拉何马州 S. W. Lacey 油田 | 美国 | 硅质灰岩 | 0.17 | 油藏工程计算 |
| | 得克萨斯州 Salt Flat-Tenney Creek 油田 | 美国 | 石灰岩 | 0.20 | 测井分析 |
| | （一般值） | | | (0.1～0.3) | |
| 被淋滤的裂缝 | Upper Lacq 气田 | 法国 | 石灰岩、白云岩 | 0.40～0.50 | 油藏工程计算 |
| | Ain Zalah 油田 | 伊拉克 | 石灰岩、白云岩 | 0.40 | 岩芯 |
| | Kirkuk 油田 | 伊拉克 | 石灰岩、白云岩 | 上层 3.00 | 物质平衡法 |
| | Kirkuk 油田 | 伊拉克 | 石灰岩、白云岩 | 下层 0.90 | 物质平衡法 |
| | Dagestan 上侏罗统油田 | 苏联 | 石灰岩、白云岩 | 0.20～0.33 | 岩芯 |
| | Mogoi 和 Wasian 油田 | 印尼西伊里安 | 泥灰岩 | 0.36～0.39 | 物质平衡法 |
| | Corbii Mari 油田 | 罗马尼亚 | 石灰岩 | 0.90 | 岩芯 |
| | La Paz 和 Mara 油田 | 委内瑞拉 | 石灰岩 | 0.50 | 物质平衡法、岩芯 |
| | 犹他州 Roosekelt 油藏 | 美国 | 石灰岩、白云岩、泥灰岩 | 0.55 | 岩芯 |
| | 俄克拉何马州 West Edmond Hunton 油藏 | 美国 | 石灰岩 | 0.08～0.56 | 岩芯 |
| | （一般值） | | | (0.2～1.0) | |

## 三、储渗空间的类型多样

孔隙性砂岩储集层的储集空间主要是孔隙。碳酸盐岩储集层除了孔隙外还有裂缝和洞

穴。有的教科书用“孔隙空间”的名称来作概括，即是说“孔隙空间”是孔隙、洞穴和裂缝等的总称。这里认为用“空隙”代替“孔隙空间”，更有言简意赅和不致混淆的优点。

据空隙的形态和成因，我们将其分为孔隙、洞穴、裂缝和喉道四类。孔隙和洞穴都是等轴或近于等轴状的空间，长宽比小于5，一般小于3；二者的区别又在于孔隙的平均直径小于2毫米，而洞穴的平均直径大于2毫米。此外，孔隙由沉积作用或成岩作用而形成，洞穴多由塌陷堆积作用和溶蚀作用而形成。裂缝和喉道都是线形的空间，其长宽比都大于5，一般大于10；二者又以其规模和与岩石结构之间的关系相区别：喉道是微观空隙，宽度一般小于250微米，延伸范围受组成岩石的质点所限制，是颗粒(或晶粒)之间的空隙，属于岩石结构要素之一；而裂缝的宽度则一般大于250微米，其延伸范围不受岩石结构限制，切割颗粒和晶粒，这是因为裂缝是在岩石受外力作用超过其弹性强度时发生破裂而形成；此外，喉道多属毛细管或微毛细管空隙，裂缝则多属于超毛细管空隙。

以往都认为喉道只是连接孔隙与孔隙之间的通道，因而把它作为孔隙的一部分。但是根据岩石薄片和电子扫描显微镜的进一步研究发现，储集岩中还有一部分洞穴之间、裂缝之间，以及孔隙—洞穴—裂缝之间也是由喉道来连接的，说明喉道并非只是孔隙的附属。此外，孔隙(及洞穴裂缝)类型与喉道类型的匹配并无固定的关系，例如同样是粒间孔可以由喉状喉道连通(粒屑岩中无胶结物处)，也可以由片状喉道连通(粒屑岩中的接触胶结处)。把喉道独立出来，不但便于研究空隙匹配的关系，更重要的是可以对岩石物性参数作出定量解释。例如通过对储集岩中喉道的研究发现，它的空隙度(可暂称为“喉隙度”)虽然微不足道，但对岩石的渗透性和毛细管性则有着决定性的影响。根据四川盆地三叠系和中石炭统18块孔隙发育的岩芯分析，其平均孔隙度为13.9%，平均绝对渗透率为$8.5\times10^{-3}$平方微米。这个数值是孔隙和喉道的共同贡献，那么它们各自的贡献值是多少呢？在作了铸体扫描和压汞分析之后，求得孔隙与喉道的面积比值为20∶1，以此比值计算喉道部分的“空隙度”是0.6%；孔隙部分则是13.3%，说明喉道的贡献值很小，岩芯孔隙度的分析值主要是孔隙的贡献。而岩石中的渗透性和毛细管性则受喉道的类型、宽度、数量等的控制，其具体情况将在后节讨论。

根据空隙的成因和形态，将四川盆地碳酸盐岩的空隙分为四类20亚类(表6-10)，现对其中的一些主要类型简述如后。

粒间孔常见于粒屑白云岩储集层之中。如中坝气田雷三储集层的藻屑粒间孔、川南嘉一储集层鲕粒白云岩中的鲕粒间孔，川东中石炭统虫屑白云岩的生屑粒间孔等。粒间孔发育的白云岩，岩石物性好，如永安场气田嘉一段鲕粒白云岩的孔隙度为10～19%，渗透率为$2\times10^{-3}$～$40\times10^{-3}$平方微米。粒屑白云岩中的粒间孔能得以保存，可能与白云岩化作用有关，有的可能是易溶胶结物(如石膏及硬石膏)的再溶蚀造成，因为在粒间胶结物白云石含量较少的情况下，缺乏颗粒间的压实(或压溶)现象。粒屑灰岩胶结致密，很少见到粒间孔隙。

粒内孔常见于鲕粒碳酸盐岩中，特别是常见于鲕粒灰岩中。如嘉五[1]层、嘉一段、飞三段等鲕粒灰岩中常有负鲕粒出现(负鲕粒即鲕粒内有溶孔)，有的鲕粒全被溶去成为鲕粒铸模孔。阳高寺气田阳22井$Tc^1$储集层的负鲕灰岩，孔隙度可达20%，但渗透率小于$0.01\times10^{-3}$平方微米。在中石炭统和雷口坡组白云岩储集层中见到膏模孔。

窗格孔多出现在蒸发潮坪沉积的蓝绿藻粘结碳酸盐岩中。由方解石和白云石填充的窗格孔，岩石物性差，已变为致密的非储集岩；由膏质填充者(有膏模孔存在)，经过再溶蚀

表 6－10　四川盆地碳酸盐储集岩空隙类型划分

| 成因类型 | | 特征 |
|---|---|---|
| 类 | 亚类 | |
| 孔隙 | 粒间孔 | 由颗粒支撑，多为原生，但也有胶结物再被溶蚀而形成 |
| | 粒内孔及印模孔 | 易溶矿物溶解形成 |
| | 体腔孔 | 有机体腐烂而形成 |
| | 生物钻孔 | 常见的生物钻孔多为被填充的无效孔 |
| | 生长骨架孔 | 造礁群体生物骨架间孔隙 |
| | 窗格孔 | 藻叠层生长孔隙，沿层分布 |
| | 晶间孔 | 多在菱形白云石和菱形方解石晶体间 |
| 洞穴 | 孔隙性溶洞 | 沿孔隙溶蚀扩大，多为蜂窝状 |
| | 裂缝性溶洞 | 沿裂缝局部溶蚀扩大，大小悬殊，洞不规则 |
| | 易溶物溶洞 | 石膏、盐岩等斑状被溶蚀形成 |
| | 砾间洞穴 | 常由角砾支撑 |
| 裂缝 | 成岩缝 | 由于缩作用形成，多未穿层，填充物多 |
| | 风化缝 | 由物理风化和塌陷作用使岩石破裂而形成 |
| | 构造缝 | 构造作用形成，由不同组系组成网格状 |
| | 溶蚀缝（溶道） | 沿缝壁岩石或沿易溶填充物溶蚀而成 |
| | 压溶缝（缝合线） | 呈锯齿状 |
| 喉道 | 粒间喉 | 为粒间孔收缩部分，呈喉状 |
| | 白云石晶间喉 | 在自形或半自形晶体之间，常呈板状或片状 |
| | 藻管喉 | 纤维状的细管 |
| | 晶间贴面喉 | 紧密接触的它形晶的晶体间，呈纸状 |

形成良好的储集空间。相国寺气田中石炭统储集层中，常见窗格孔发育的藻粘结白云岩，形如蜂窝，孔隙度可达 10 ～ 15%，渗透率可达 $1\times10^{-3}$ ～ $15\times10^{-3}$ 平方微米；雷三储集层中也常有此类孔隙。

晶间孔主要见于嘉陵江组的粉晶白云岩中。由 0.02 ～ 0.06 毫米的自形或半自形的白云石晶体组成，晶间孔隙的直径多在 5 ～ 10 微米之间，在电子扫描显微镜下观察，晶间孔很清晰，孔内填充很少。例如嘉四$^1$—嘉三储集层，根据川西南、川南、川东等 8 个气田 12 口井 125 块岩芯分析，孔隙度最高者为 22.51%，最低为 3.19%，平均 10.8%；渗透率最高为 $1.05\times10^{-3}$ 平方微米，一般均小于 $0.1\times10^{-3}$ 平方微米。这类储集岩在嘉四$^1$—嘉三储集层剖面中的厚度由 1 米到十几米不等。在卧龙河气田嘉五$^1$ 和嘉四$^3$ 储集层中，其平均孔隙度也在 10 ～ 11% 之间。晶间孔发育的粉晶白云岩，取出岩芯略显红色，呈土状光泽，故称为"土状"白云岩或"白垩状"白云岩。肉眼观察似含泥质很重的致密泥灰岩，但经岩石化学分析和薄片监定，其泥质含量均小于 5%，加上石英和黄铁矿等矿物，酸不溶物含量也小于 10%；用手掂托有轻浮之感。

孔隙性溶洞常见于储集层顶面遭到剥蚀的孔隙度发育的白云岩层中，形成蜂窝状孔、洞层。这种溶洞都较小，洞径一般 4 ～ 10 毫米，见于中坝气田的雷三段，川东中石炭统及威

远气田震旦系的白云岩层中。

裂缝性溶洞则主要见于质纯的厚层块状石灰岩层中。如四川地区下二叠统石灰岩和嘉三段石灰岩。洞穴是沿裂缝溶蚀扩大而成，洞径大小悬殊，在中梁山煤矿茅口灰岩巷道中见到的巨大洞穴规模超过一个房间；自2井在 $P_1^2$ 钻进中钻具放空 4.45 米(尚未到底)；长8井在 $P_{1}{}^{3}{}_{a}$ 中放空 4.78 米，看来是钻遇了大型缝洞。此类溶洞分布很不规则，不均质性很强。

构造裂缝是四川盆地碳酸盐岩储集层的重要储渗空间，各层都有发育。一般而言，白云岩储集层的裂缝都比较细小，但数量多；石灰岩层的裂缝规模相对较大，而数量较少。构造裂缝的特点是比较平直，有组系性，由不同组系组成网格状裂缝体系。

溶蚀裂缝常与构造裂缝伴生，是地下水沿构造裂缝溶蚀而成。

风化裂缝是由风化作用形成的裂缝。在川东地区，中石炭统角砾状碳酸盐岩储集层中的膏溶塌陷裂缝，就是一种风化裂缝，分布在角砾内，一般都较短小，但数量多，有一定的张开性。

喉道按其成因和形态可分为粒间喉状喉道、白云石晶间片状喉道、藻管管状喉道和晶间贴面纸状喉道4亚类。喉状喉道与砂岩中的喉道类型相同，在四川盆地的碳酸盐岩储集层中，只在粒屑白云岩内见到，喉道短而粗，宽度多大于1微米，渗透性好，毛细管阻力小。片状喉道多见于"砂糖状"白云岩或"土状"白云岩中，形如小刀，一边厚一边薄，其宽度一般小于0.5微米，有一定渗透性，但据岩芯分析一般很少超过 $1\times10^{-3}$ 平方微米，是碳酸盐岩储集层中最发育的一种有效喉道。管状喉道只见于负鲕石灰岩储集岩中，是连接鲕粒内溶蚀孔的喉道，管长而细，宽度均小于0.2微米，据岩芯分析渗透率多小于 $0.1\times10^{-3}$ 平方微米。纸状喉道普遍分布在致密碳酸盐岩中，为它形晶晶面间的细微缝隙，宽度小于0.04微米，岩芯分析的渗透率小于 $0.01\times10^{-3}$ 平方微米。

**四、空隙结构比较复杂**

一般而言，储集层的孔隙结构是指岩石中所具有的孔隙和喉道的几何形状、大小及其相互关系。碳酸盐岩储集层中除孔隙和喉道之外，往往还有裂缝和溶洞，因而单用孔隙结构的概念就不能概括缝、洞这两种空隙。根据对四川盆地裂缝和溶洞的研究，提出了洞穴结构和裂缝结构的概念。所谓洞穴结构，是指储集岩中所具有的洞穴及其连接通道的类型、大小及其相互关系；所谓裂缝结构，是指储集岩中裂缝的规模、组系及其相互关系。此外，我们把孔隙结构、洞穴结构和裂缝结构统称为空隙结构。现分述于后。

*1. 孔隙结构*

四川盆地碳酸盐岩储集层中，基质孔隙的岩石物性虽然很低，但在地下油气的储存中仍起着主要的作用，喉道也是油气渗滤不可缺少的空间。据文献了解，对这类较差的储集岩的孔隙结构，国内外目前都还很少作过专门性研究。为了认识这类储集岩孔隙结构特的征，四川石油管理局地质勘探开发研究院从1975年起先后开展了一些新项目的试验，并结合其它方法进行综合性的研究，包括环氧树脂铸体、致密岩的岩石物性测定、岩石比表面、气驱水试验、压汞法测毛细管压力、色谱技术、电子扫描显微镜、岩石薄片鉴定和岩石化学分析等配套技术。通过对震旦系、中炭石统、二叠系和三叠系等产气层的岩芯系统取样分析，并结合测井资料、试油和采气资料的分析，对孔隙结构及其与油气的储存和渗滤的关系有以下几点认识。

(1)碳酸盐岩的孔隙结构有四个基本类型

孔隙结构类型主要是根据孔隙和喉道的大小及相互匹配的关系来划分，因为孔、喉的大

小与储集岩的成因和物性参数的关系都比较密切，而且也比较容易鉴别。

根据四川盆地碳酸盐储集岩中主要孔隙和喉道的尺寸范围，分别作了级别的划分。孔隙以其直径分为三级：粗孔为 2 ～ 0.1 毫米，细孔为 0.1 ～ 0.01 毫米，微孔小于 0.01 毫米。喉道以其宽度分为四级：大喉宽度大小 2 微米，中喉 2 ～ 0.5 微米，小喉 0.5 ～ 0.04 微米，微喉小于 0.04 微米。

储集岩孔隙结构的类型，是以孔隙和喉道的组合来划分，命名时将孔隙置于前，喉道置于后，如粗孔大喉型、粗孔小喉型等。参加命名的孔隙和喉道，都只限于岩石中的优势级别。如果储集岩中的优势级别有两种或两种以上，则就会出现叠加组合的名称，如粗、细孔中喉型。这是指该储集岩中孔隙的优势级别有粗孔和细孔两种，优势喉道为中喉。这种组合分类，按理应有 12 个类型，但实际上据四川盆地碳酸盐储集岩大量标本的研究，主要有 4 个基本类型：

1)粗孔大喉型：主要见于粒屑白云岩(特别是鲕粒白云岩)之中，孔隙为粒间孔，肉眼隐约可见，低倍显微镜下清晰可见，其孔径属于粗孔范围。喉道也以粒间喉状喉道为主，其半径多大于 2 ～ 3 微米。具这类结构的储集岩，渗透率和孔隙度都较高，毛细管阻力小，是四川地区较好的一类储集岩。

2)粗、细孔中喉型：见于溶孔粉晶白云岩或窗孔白云岩中，溶孔和窗孔的孔径为粗孔的范围，粉晶白云石的晶间孔则多属细孔等级；喉道以晶间片状喉为主，其宽度多为中喉等级。它的孔隙度可以较高，但渗透率一般小于 $1\times10^{-3}$ 平方微米，毛细管阻力也较高，在四川地区评价为中等储集岩。

3)粗孔小喉型：见于粒内溶孔鲕粒灰岩(即负鲕灰岩)中，鲕内溶孔一般为粗孔，管状喉道为小喉。这类孔隙结构的储集岩渗透率低，是较差的类型。

4)微孔微喉型：见于致密的石灰岩和白云岩中。一般为非孔隙性储集岩。

此外，也有粗孔微喉型的结构，见于膏溶孔白云岩中。膏溶孔隙的直径较大，有的为小溶洞的级别，但喉道细小，都是泥晶或粉晶白云石的晶间隙，属微喉级别，一般是非储集岩。

(2)喉道的宽窄决定着孔隙储集岩的渗透性

通过 126 块岩样的中值喉宽($r_{50}$)与渗透率的对比，知其二者为相关关系，相关系数为 0.7887。图 6－5 可说明这种关系。图中的 Ⅰ、Ⅱ、Ⅲ、Ⅳ 代表孔隙的结构类型，即大喉、中喉、小喉和微喉四类。根据喉道宽度划分的喉道类型与渗透率的关系是：以大喉为主的储集岩的渗透率一般大于 $10\times10^{-3}$ 平方微米；以中喉为主者多在 $10\times10^{-3}$ ～ $0.1\times10^{-3}$ 平方微米之间；以小喉为主者在 $0.1\times10^{-3}$ ～ $0.001\times10^{-3}$ 平方微米之内，以微喉为主者一般都小于 $0.001\times10^{-3}$ 平方微米。

(3)用孔隙结构资料确定有效储集岩的下限

油气在孔隙性储集层中流动要受到毛细管阻力的限制，而决定毛细管力大小的主要因素是喉道的宽度。油和气分子的直径是很小的(表 6－11)，在储集层干燥的条件下，对于某一分子而言，只要有比其直径大的喉道存在，此分子就可以从储集岩中通过。岩石中大于此宽度的喉道是很普遍的，因此往往就会造成油气(特别是天然气)具有“无孔不入”的能力这样一个概念。但是这个概念不符合于地下油气层的实际，因为天然气储集层都不是干燥的，而是水湿性的岩层，气层中各类空隙的周壁上都有膜状水。流动气体所需要的最小喉道宽度(即喉道宽度下限，或称临界喉道宽度)应该是喉道两壁的束缚水膜厚度加气体本身的分

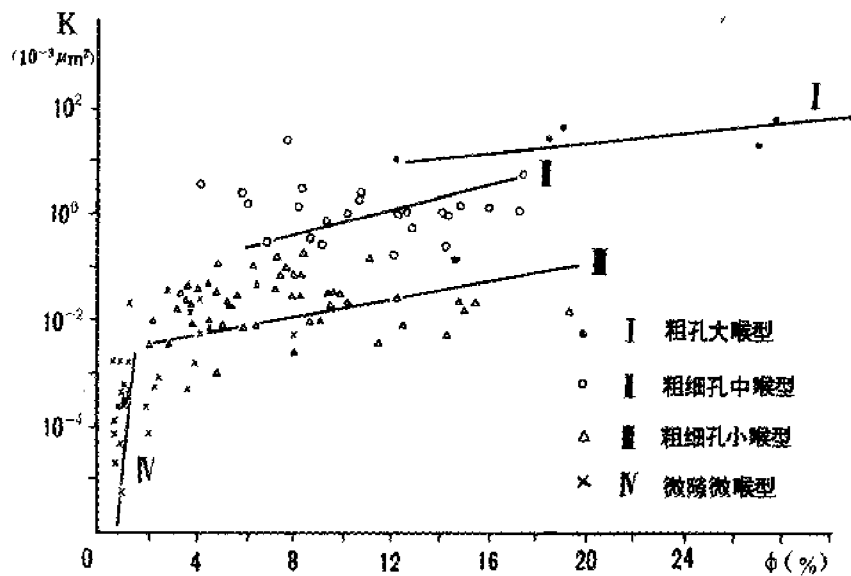



图 6－5 四川盆地碳酸盐岩孔隙度、渗透率与孔隙度结构类型关系图

**表 6－11 某些分子和油气混合物的有效直径数据表**

（据 B.P.蒂索和 D.H.威尔特，1978）

| 分子 | 有效直径（Å） | 分 子 | 有效直径（Å） |
|---|---|---|---|
| He | 2.0 | 甲烷 | 3.8 |
| $H_2$ | 2.3 | 苯 | 4.7 |
| Ar | 2.9 | 正构烷烃 | 4.8 |
| $H_2O$ | 3.2 | 环己烷 | 5.4 |
| $CO_2$ | 3.3 | 杂环构造 | 10 ～ 30 |
| $N_2$ | 3.4 | 沥青分子 | 50 ～ 100 |

了直径，宽度大于此数值的喉道为有效喉道，宽度小于或等于此数值的喉道为无效喉道。它们的表达式是：

$$R_c > 2H_w + D_g \quad (1)$$

$$R \leqslant 2H_w + D_g \quad (2)$$

式中 $R_c$——有效喉道的宽度；

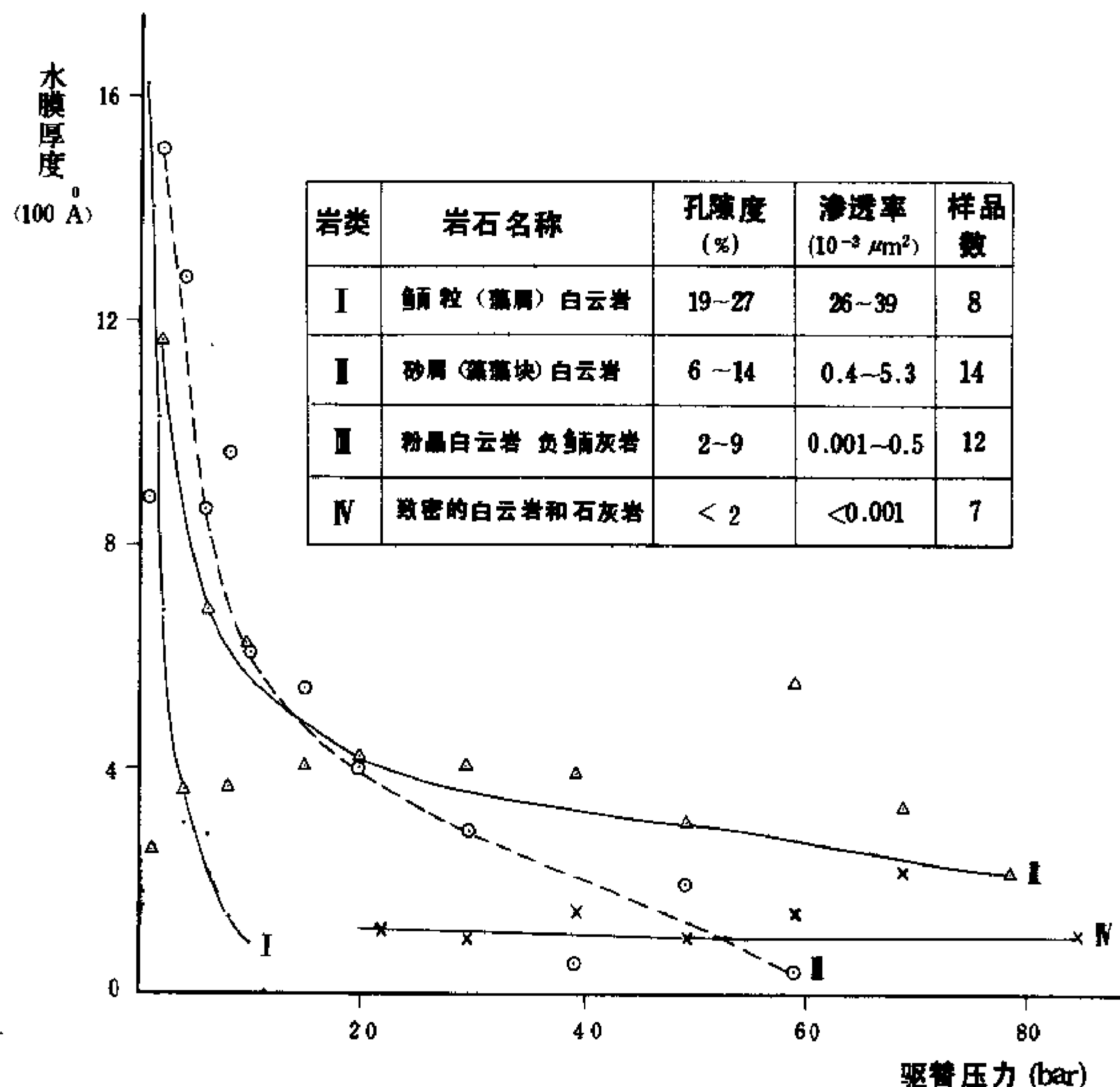
$R$——无效喉道的宽度；

$H_w$——喉道壁的束缚水膜的厚度；

$D_g$——气体分子的直径。

由于油、气的分子直径很小，可以忽略，因而关键是确定束缚水膜的厚度。为了能获得储集层中束缚水的厚度，我们采用了两种方法：第一种是岩芯气驱水的模拟试验。据实测的 28 块岩芯计算，束缚水的水膜厚度变化在 15.5 ～ 1161.8Å 之间，平均厚 156.6Å，用

概率统计 15.5 ~ 200Å 区间的置信度为 82%。用作图法求得各类储集岩空间壁水膜厚度也在 200Å 左右(图 6－6)。第二种方法是实测岩芯的饱和度。据 20 个样品测定的结果，束缚水膜厚度变化区间为 13.8 ~ 648.5Å，平均值为 189.6Å，小于 200Å 的样品占 70%。此数值与模拟实验资料吻合很好。因一个空隙剖面有两个边壁，故取 400Å 为喉道最小下限宽度。这个界限的提出，对于孔隙储集岩的划分是一个重要的根据。




| 岩类 | 岩石名称 | 孔隙度 (%) | 渗透率 ($10^{-3}\mu m^2$) | 样品数 |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| I | 鲕粒（藻屑）白云岩 | 19~27 | 26~39 | 8 |
| II | 砂屑（藻凝块）白云岩 | 6 ~14 | 0.4~5.3 | 14 |
| III | 粉晶白云岩 负鲕灰岩 | 2~9 | 0.001~0.5 | 12 |
| IV | 致密的白云岩和石灰岩 | ＜ 2 | <0.001 | 7 |

图 6－6 四川盆地碳酸盐岩空隙壁束缚水膜厚度与驱替压力关系图

(4)孔隙结构资料用于孔隙储集岩级别的划分

利用毛细管压力曲线可以反映岩石中孔隙和喉道的分布规律，同时还可以计算渗透率、孔隙度、残余水饱和度等储集层参数，用它来划分储集岩的级别比单纯用渗透率或孔隙度的分类更有代表性。但另一方面，渗透率和孔隙度也是储集岩中的重要属性。因此，在四川

地区对储集岩的分级采用"孔隙性、渗透性、孔隙结构性"相结合的划分原则。

渗透率采用单项气体测定，并经过"气体滑脱效应"校正了绝对渗透率，代号为 $K_1$；它比常规渗透率(K)更能代表储集层的渗滤条件。从表6-12中可看到，用绝对渗透率计算的气产量与实测的气产量相近，而用常规渗透率计算的气产量则比实测的偏大。

表6-12 用两种渗透率计算的产气量与实际产气量对比表

| 储集岩级别 | 井号 | 层位 | 有效厚度(m) | 测试压差(bar) | 渗透率($10^3\mu m^2$) | | 产气量($10^4m^3$) | | | 岩样块数 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | | $K_1$ | K | 用 $K_1$ 计算 | 用K计算 | 实测 | |
| I | 寺11井 | $Tc_2^2$ | 2.2 | 211.8 | 9.25 | 13.09 | 20.40 | 28.9 | 21.20 | 5 |
| II | 中42井 | $Tr^3$ | 16.0 | 201.0 | 0.69 | 2.01 | 13.50 | 39.0 | 9.75 | 24 |
| III | 纳15井 | $P_1^{1}$ | 155.0 | 234.4 | 0.00008 | <0.01 | 0.01 | | 微气 | 5 |

孔隙度是选用煤油法连通孔隙度。

喉道参数采用中值喉道宽度($r_{50}$)表示，它是指气柱高度中值($h_{50}$)处的储集岩中气体聚集饱和度达到50%时，气体能通过的最小喉道宽。

储集岩中的孔隙度、渗透率和孔隙结构三者之间彼此相关。从图6-7可以看出，孔隙度与渗透率之间为正相关关系。但有两个例外：一是以粒内溶孔为主的岩石，其孔隙度可以高

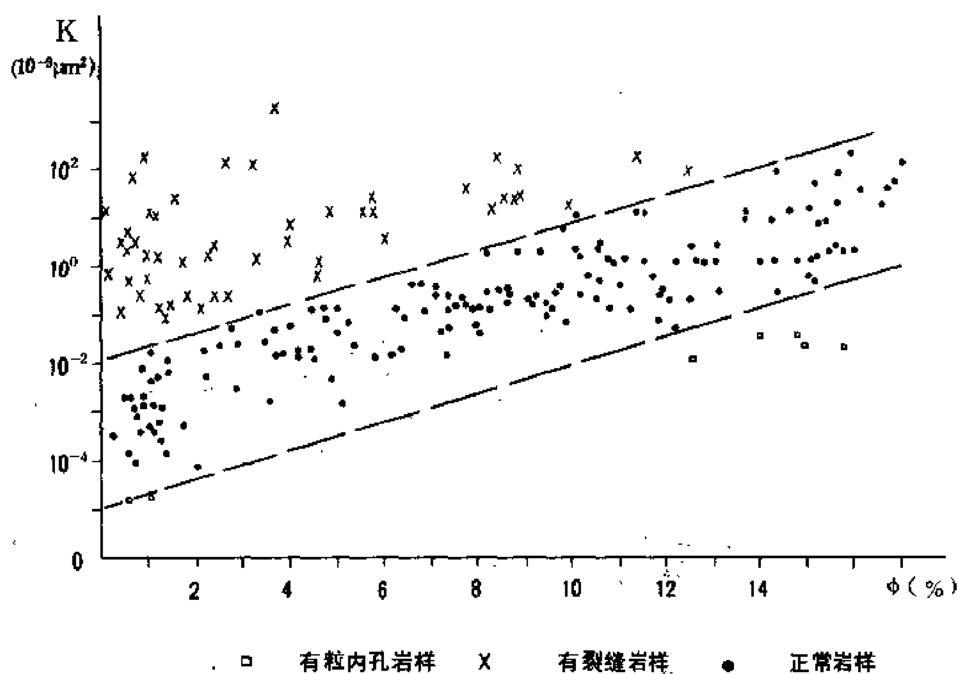



图6-7 四川盆地碳酸盐岩孔隙度与渗透率关系图

达到12～16%，但渗透率都小于 $0.1\times10^{-3}$ 平方微米，在图6-8中它均处于直线带的下方。这类岩石的孔度隙和渗透率关系不协调的原因，是由于孔隙的连接通道以管状喉道为主，故相对于其它喉道类型的渗滤性能差；二是有裂缝的岩样，其渗透率升高，即使只有一条极其微细的短裂纹，渗透率也会成倍地增高(图6-8中直线带上方)，且岩块基质渗透率越低，

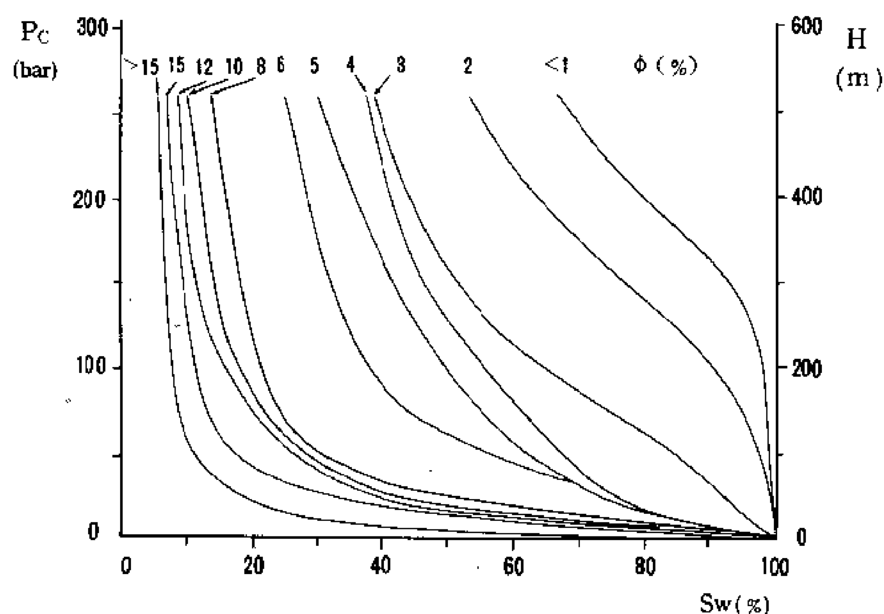



图 6-8 四川盆地碳酸盐岩毛细管压力曲线图

$P_c$—毛细管压力；$\varphi$—基质孔隙度；H—临界气柱高度；Sw—含水饱和度。毛细管压力曲线均由多个样品的平均数值编绘，其中 $\varphi$<1% 者 28 个，1～2% 者(用 2% 表示，下同)22 个，2～3% 者10 个，3～4% 者 12 个，4～5% 者 16 个，5～6% 者 9 个，6～8% 者 12 个，8～12% 者 8 个，12～15% 者 16 个，>15% 者 13 个，共计 170 个

裂缝渗透率增值的倍数也越大。孔隙度与毛细管压力之间也有正相关的关系。从图 6-8 可看出，随着孔隙度的增高，毛细管压力曲线的歪度变粗，分选变好，说明储集性质变好。

综合渗透率、孔隙度和中值喉道宽度三项主要指标，以及排驱压力和分选系数两项辅助指标，可将碳酸盐储集岩分为 4 类(表 6-13)，现依次简述如后。

**表 6-13 四川盆地碳酸盐储集岩级别划分表**

| 储集岩级别 | | 渗透率 $K_l$ ($10^{-3}\mu m^2$) | 孔隙度 $\varphi$ (%) | 中值喉道宽度 $r_{50}$ ($\mu m$) | 排驱压力 $P_d$ (bar) | 分选系数 SP |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 名称 | 代号 | | | | | |
| 高、中渗透储集岩 | Ⅰ | >10 | >12 | >2 | <1 | >2.5 |
| 低渗透储集岩 | Ⅱ | 10～0.1 | >6 | 2～0.5 | 1～10 | 2～2.5 |
| 特低渗储集岩 | Ⅲ | 0.1～0.001 | >2 | 0.5～0.04 | 10～50 | 1～2 |
| 致密岩 | Ⅳ | <0.001 | <2 | <0.04 | >50 | <1 |

Ⅰ类储集岩：是较好的孔隙型储集岩，在没有裂缝或裂缝发育很差的条件下，仅靠岩块的孔隙和喉道系统即可储存和产出工业气流。四川盆地的这类储集层数量很少，目前只在上二叠统长兴组生物礁砂糖状白云岩储集层和下三叠统嘉陵江组鲕粒白云岩储集层中有其存在。相对于其它储集岩而言，分布范围和厚度都很有限。

Ⅱ类储集岩：孔隙和喉道系统的储存能力较好，但渗滤能力较差，单靠喉道渗滤难于产出工业气流，需要天然裂缝或人工裂缝的配合才能形成工业产能。四川盆地这类储集岩的厚度较大，故成为最重要的储集岩。卧龙河嘉五[1]层和相国寺气田中石炭统两个储集层中Ⅱ类储集岩相当发育，用孔隙度下限为6%的容积法所计算的储量与压降法的储量大致相等，说明Ⅱ类储集岩为较好的储集岩。

Ⅲ类储集岩：有一定孔隙度，但渗透性能很低，喉道的毛细管阻力很大，储集于其中的天然气只有在气藏开采的后期才能缓慢地补给。四川盆地Ⅲ类储集岩的厚度较大，故其储量相当可观，是老气田挖潜的主要对象。

Ⅳ类储集岩：是孔隙度和渗透率都极低、喉道的毛细管力很大的致密岩类，在一般情况下是一种非孔隙性储集岩。在气藏内以隔挡岩体存在，起封隔的作用。这类储集岩在四川盆地储集层中的比例最大，以厚度而言约占储集层总厚度的90%。但当这类岩层中有次生的空隙(如裂缝和溶蚀孔、洞)发育时，则可以形成缝-洞型的油气层。如下二叠统石灰岩气层即属此类。据分析认为，这种致密碳酸盐岩一般都具有生成油、气的能力。岩石的微孔隙中有原生的天然气存在，这从岩芯取出地面后有天然气断续地从微孔中冒出、含水饱和度一般不超过40%等事实可得到证明。储存于微孔隙系统中的天然气，当受到扩散力、热力和动压力等驱动时，就会缓慢地向裂缝和溶蚀孔、洞系统中运移，经过漫长时期的富集就可形成缝-洞型的气藏。

2. 裂缝结构

裂缝结构是指裂缝的规模、组系及其相互关系。

四川盆地储集层的裂缝虽有多种类型，但起渗滤作用的主要是构造裂缝。构造裂缝常用力学性质和应力方式来划分。按力学性质分为张性缝和扭(剪切)性缝两类。前者张开性好，一般是能传输流体的有效裂缝；后者则常是闭合的无效缝。以应力方式则分为由区域应力产生的区域性裂缝和与局部构造应力有关的局部构造裂缝两类。局部构造裂缝又以裂缝方向与构造轴线方向的关系而分为纵向裂缝(平行于轴向)、横向裂缝(正交于轴向)和斜交裂缝(斜交于轴向)三个组系。区域性裂缝常是一对共轭组系的扭性裂缝。局部构造中的有效裂缝有纵向张性裂缝(纵裂缝)、横向张性裂缝(横张缝)和斜交扭张性裂缝(斜交扭张缝)等三个组系。不同组系的裂缝相交，组成各种裂缝网格体：只有一个组系发育时，形成线状结构，如一些褶皱紧密的背斜，在轴部发育纵张缝，组成单组系的裂缝带，生产井局限在轴部很狭的带内，形成"一线之气"，井间连通也只有一个方向；在纵张缝和横张缝同时发育时，形成"棋盘格"式的网格结构，多出现在由压应力形成的短轴背斜内；由于纵张缝和横张缝延伸和穿层的范围都较小，因而在背斜内常有多个互不连通的裂缝系统并存。在一些先压后扭复合型的背斜中，常有纵张缝、横张缝、扭张缝(一组或两组)并存，形成"才"字型或"米"字形的网格结构，其中的扭张缝就是原来的共轭扭裂缝再次张开，它们的特点是延伸长、穿层深、与纵张缝和横张缝相互交切时可组成连通范围较大的网格状裂缝体系，故这类背斜在生产中常为单裂缝系统。

裂缝的内部结构主要是指填充物的结构和充填程度，是评价裂缝有效性的直接依据。事实上地下裂缝被填充的情况很普遍。据川南荔枝滩气田4口井300米岩芯统计，有裂缝4444条，裂缝内都有填充物，只是填充的程度有所不同。4444条裂缝中只有173条是半填充的张开缝，仅占总裂缝条数的3.9%，其余的4271条均为全填充的裂缝。

在岩芯中还常见到未被充填的裂缝，用这类岩芯测定的渗透率也很高，但是在地层条件

下，多数裂缝可能是闭合的，在岩芯取出和围压骤然降低之后才张开，可称为卸压缝或诱发缝，它对于地下流体渗滤是无效的。未填充裂缝中只有少部分可能在地下是张开的有效缝。

根据薄片观察和物性测定，全填充的裂缝都由它形晶的矿物紧密填集，晶体之间只存在窄狭的缝型间隙，这种脉状裂缝的孔隙度和渗透率都与致密岩相当，因而也是无效的裂缝。半填充的张开裂缝的内部结构有两种基本类型：一种是未填充的部分成连续的张开空间，形态为槽状（有的为洞状），位于裂缝的中央或边缘；有时一条裂缝内有两个或多个槽状的张开空间，这类裂缝结构可称为槽状结构，它的渗透性很高，属于非毛细管裂缝。第二种是具多孔的缝，缝内由半自形晶或自形晶的矿物填充，晶间孔隙或小洞很发育，喉道较宽，是流体渗滤的通道，故可称为喉状结构。此外，也有由上述两个基本类型组成的槽-喉状混合类型，或以串连式间断出现，或以并连式对生。

裂缝的规模也是判断裂缝有效性的根据，总的来看，大裂缝的充填程度比微细裂缝的填充程度低，其渗透性也较高，因为大裂缝常是在小裂缝的基础上发展而成的，是"生长型"的裂缝，缝内虽然有多次充填作用，但当充填速度小于"生长"速度时，即可保留空间。当然也有相反的情况。按照裂缝的宽度可将其分为微裂缝（缝宽小于 0.1 毫米）、小裂缝（0.1 ~ 1 毫米）、中裂缝（1 ~ 10 毫米）、大裂缝（10 ~ 100 毫米）、巨裂缝（大于 100 毫米）等几级。储集层有巨、大、中、小、微各级裂缝并存时，组成不同级别的渗滤网络，犹如人体中的血液循环系统，有主动脉、支动脉、微血管等一样。

裂缝的力学性质、填充情况和规模之间有相互依存的关系。多次张开的"生长"裂缝，规模都比较大，填充程度较低，开口的宽度也较大，渗滤条件和连通条件好。

*3. 洞穴结构*

洞穴结构是指洞穴本身及其间连接通道的类型、规模和相互连通的关系。表 6－10 中列有 4 种类型，其中裂缝性溶洞的规模一般都较大，其余 3 类洞穴的规模相对较小。根据洞穴的直径可分为小洞（洞径 0.2 ~ 5 厘米）、中洞（5 ~ 10 厘米）、大洞（10 ~ 100 厘米）和巨洞（大于 100 厘米）。

各类洞穴都是分散孤立的，它的有效性取决于连接通道的特征。洞穴的连接通道有四种，一是溶蚀裂缝或大中型裂缝，二是微裂缝和小裂缝，三是喉道、四是微细的晶间隙（微喉）。洞穴及连接通道组合成以下结构类型。

1）洞沟类：由溶蚀裂缝（溶沟）或巨型和大型裂缝勾通巨型或大型的洞穴组成，如下二叠统石灰岩储集层中的溶洞和裂缝结构即属此类。大洞穴常出现在两组裂缝交叉处，洞和缝相互连道好，渗透性高，并有一定储存能力，故能形成有效储集层，但其非均质性很强。从缝、洞形成的顺序而言，一般是裂缝在先、溶洞在后。

2）洞缝类：有的成层较薄、岩性又较致密和硬脆的溶洞层中，裂缝也很发育。裂缝的特点是规模小、数量多，成为连接溶洞的通道。这类结构在川东中石炭统和威远震旦系储集层中均有发现。通常是溶洞形成在先，裂缝形成于后。

3）洞喉型：洞穴由喉道相连，常见于孔隙性溶洞层中，其特点是溶洞规模较小，常与孔隙伴生，洞（孔）隙度大于 3%（一般大于 6%）而渗透率的变化则很大。具溶洞的"砂糖状"白云岩和"炭渣状"白云岩，洞和孔均发育，喉道也较宽，洞（孔）隙度和渗透率均很高，相当于表 6－13 中的 Ⅰ 类储集岩；具溶洞的粉晶白云岩洞（孔）隙度虽高，但渗透率则较低，只相当于表 6－13 中的 Ⅱ 、Ⅲ 类储集岩。

4）洞微隙类：是致密白云岩或石灰岩中分散的溶洞组成。溶洞之间是晶间微喉，连通条

件差，实际上是无效的死洞、洞穴多为膏质斑块溶蚀而成，在岩层中零星分布，见于三叠系和震旦系的致密白云岩中。

## 五、储集层多为几种空隙组成的复合类型

由于碳酸盐岩具有脆性、可溶性和化学活泼性，在其演化历史中受到不同外力作用时就可以产生不同的空隙类型，在一定条件下它们都可以不同程度地被保存下来，这是形成复合(空隙)型储集层的地质基础。另一方面每类空隙又很难兼具储存和渗滤工业性油气流的两种性能，因而需要几种空隙有机地匹配。从四川盆地大多数碳酸盐岩储集层的分析资料看，孔(洞)发育的储集岩，孔(洞)隙度一般都可大于3%，只要有一定厚度，就能成为储存工业性油气流的主要场所；但因连接其间的喉道细小，渗透率往往都小于 $1\times10^{-3}$ 平方微米，如果单靠通过井筒排流面的流量，一般都不可能达到工业性产量的标准，这种岩层称为低渗透性孔隙岩层。裂缝发育的储集岩，渗透率一般都大于 $10\times10^{-3}$ 平方微米，由多组系组成的网格状裂缝系统，平面上在几平方公里甚至几百平方公里的范围内可相互连通；纵向上连通的厚度可达几十米甚至几百米，因而能成为地下流体的主要渗流通道。但其缝隙度很低，一般小于0.5%，因而其储量也往往难以达到工业性储量的标准，这类岩层称为低孔隙度的裂缝岩层。因此，只有在同一岩层中兼有储能和产能的空隙时，才能形成有效的储集层。由两种或两种以上的空隙组成、且储能和产能又比较协调的储集层，即称之为复合空隙型储集层，简称复合型储集层。

由于复合型储集层的各种空隙在成因、形成时期和分布规律等方面往往都不相同，因而这类储集层的非均质性很强，内部结构也很复杂。从储集层结构来看，可以分为四种性质不同的岩体：

1)储渗岩体——指岩层中由主要具备储存能力的空隙和主要具备渗透能力的空隙相互叠加，组成彼此连通的有效储集岩体。其内部具双重介质结构，储、渗能力比较协调，它的外部被非渗透的致密岩包围。储渗岩体可简称为储渗体。

2)储存岩体——指岩层中只发育主要具备储存能力的空隙，其外部被非孔、洞性岩类所包围的独立岩体，内部虽具有一定储存能力但渗滤能力很差，低渗透性孔隙(洞穴)岩体即属此类，可简称储存体。

3)渗透岩体——指岩层中只发育主要具备渗滤能力的空隙，外部被非渗透性岩类所包围的独立岩体，其内部虽具有一定渗滤能力但储存能力很差的那部分岩体，如低空隙度的裂缝岩体即属此类，可简称渗透体。

4)致密岩体——指岩层中储存空隙和渗滤空隙都不发育、因而为非储集层的那部分岩体，如致密的石灰岩和致密的白云岩即属此类，可简称致密体。

这四种岩体可能在同一储集层中同时出现，或只出现其中的二三种甚至一种。当其只有致密岩体存在时，则为非储集岩层；只有储存岩体或渗透岩体存在时，往往也不能成为工业性储集层；只有储存岩体和渗透岩体同时存在且能相互搭配时，才可形成工业性产能。

储渗体中的储存空隙(如孔隙、洞穴)和渗滤空隙(如裂缝)自成系统，具双重空隙介质结构，在储渗体内又彼此勾通，组成统一的连通体系。因而储渗体内具双重储集层参数：①双重渗透率，包括裂缝系统的渗透率($K_f$)和岩块中喉道系统的渗透率($K_r$)，而且 $K_f$ 远远高于 $K_r$。②双重孔隙度，包括裂缝系统的缝隙度($\varphi_f$)和岩块中孔隙和洞隙的孔(洞)隙度($\varphi_r$)，而且 $\varphi_f$ 远远低于 $\varphi_r$。③双重厚度，包括孔隙(或洞穴)发育层段的厚度($T_r$)和裂缝系统发育层段的厚度($T_f$)。在四川盆地的碳酸盐岩储集层中往往是 $T_f$ 远远大于 $T_r$，因孔、洞层段一般都较薄，且被致密岩层分隔，而裂缝在这两种岩层中都发育，并使分散的孔洞层相

互沟通，故裂缝层段的厚度大于孔洞层段厚度。在有的巨厚低渗透砂岩层中，裂缝发育段的厚度可以小于或等于孔隙层的厚度。4 双重(含油、气)饱和度，包括裂缝系统的含油、气饱和度($S_{fo}$或$S_{fg}$)和岩块孔、洞系统的含油、气饱和度($S_{ro}$或$S_{rg}$)，而且是$S_{fo}$(或$S_{fg}$)大于$S_{ro}$($S_{rg}$)，这是因为裂缝宽度较大、曲折度较小，多为非毛细管空隙，在油气层中具低含水饱和度的特点。

由于储渗体中储、渗性能不同的两种空隙介质相互连通，因而流体在其中渗流时就会形成两个平行的渗流场，即裂缝系统的渗流场和岩块孔(洞)系统的渗流场，而且它们具有不同的渗流速度和渗流压力。在开采油、气的过程中，裂缝系统的压力($P_f$)低于岩块孔、洞系统的压力($P_r$)，裂缝系统的流速($V_f$)又远远大于岩块孔、洞系统的流速($V_r$)；在对油、气层加压贯注的过程中其结果则相反。这两种介质系统中流体交换的这种现象，在流体力学上称为"交错流动"或称为"窜流"。开采中由于裂缝系统的渗透率比较高，储存于其中的油气最先被采出，从而使$P_f$降低，当$P_r$与$P_f$之间的压差超过了最宽级别喉道的毛细管阻力时，储存在孔、洞中的油气就会通过该级喉道窜流到裂缝系统中，经过裂缝系统的汇集并输送到井眼中；随着开采时间的推移，$P_r$和$P_f$之间的压差逐渐增大，储存于孔、洞中的油气也依次通过从大级别到小级别的喉道窜流到裂缝系统之中。

我们把这种连通体系称为储渗体系或称储渗系统。储渗系统(或储渗体系)是指储集岩中中相互连通的裂缝系统和喉道系统以及它们所联结的孔隙和洞穴系统共同组成并被不渗透岩体所包围的单一连通体系(系统)，是双重介质储集层所特有的连通体系。它与储渗体的关系是同一事物的两个方面。储渗体是岩层中具备一个有效储渗系统的单一储集岩体，而储渗系统则是储渗体中的连通体系。两者的关系犹如一个活人体及人体中的血液循环系统的关系，主血管系统相当于裂缝系统，微血管系统相当于喉道系统，血细胞和心脏等则相当于孔、洞系统。

储渗系统中的喉道系统在生产中没有明显的表现，而裂缝系统的表现则很明显。例如钻井中钻遇裂缝时往往发生井喷、洗井液漏失、钻具放空、跳蹩钻和井眼垮塌等现象。位于同一裂缝系统内的生产井在开采中常常出现相互干扰现象。这种相互连通的裂缝系统的概念，早在60年代初期，就被应用到四川地区裂缝性油气田的勘探和开发中。即一个油气藏在试采中相互连通的井所控制的范围称为同一个裂缝系统。在流体力学上称为同一个水动力系统或压力系统，它的含义已比这里讨论的连通系统的含义有所扩大，属于油气藏的范围，拟在第八章中讨论。

复合型储集层一般都采用双重介质理想结构模型，即一般教科书上的"多孔方块"结构模型，由三组相互正交的裂缝把岩层切割成许多等效的方形岩块，每个岩块中又包含许多孔隙。"多孔方块"模型可作为最简单的一种模型来应用，但实际情况要复杂得多，图6－9C表示了这种复杂结构的情况。从裂缝的组系看，并不象理想模型表示的那样只有3个组系单一分布在三维空间中，而是同时有多组系存在，故切割的岩块应有不同的形状。其次孔隙层是不连续的，剖面中有夹层(致密岩层)存在，因而有的岩块并不是多孔岩块，而是致密的岩块。根据这些情况可以设计出由4组、5组裂缝切割的岩块，以及由多孔岩层和致密岩块不同组合的结构模型，这种修改的模型才可能与实际的储集层相接近。

由于不同空隙的储、渗性能不同，因此岩层中不同空隙组合的类型，对储集层的质量就有着极为重要的影响，对勘探、开发方式的选择和流动状态的预测，也是一个重要的因素。鉴于空隙组合类型的重要性，有的学者主张用它来划分储集层的类型，甚至主张将它作为划分油气藏类型的依据(H. H. 里克第三等人，1972)。在四川地区虽然未采用这种储集层分

类方案，但在生产中是把它作为评价和预测储集层的一个重要条件来对待。因为空隙组合类型与储集层的储存和渗滤能力直接相关，故四川地区称之为储渗类型，顾名思义就是指起储存作用的空隙和起渗滤作用的空隙组合的类型。在命名时，渗滤通道置于前，储存空隙在后，如裂缝－孔隙型，裂缝－孔隙、洞穴型，表示裂缝是渗滤通道，孔隙或孔隙和洞穴是储存空间。

根据对四川盆地碳酸盐岩储集层的分析和研究，主要划分出 6 种空隙组合类型（表 6－14）。这些类型都是代表有工业性储能和产能的类型。裂缝型是指裂缝系统分布的面积和厚度都较大，能弥补其缝隙度低的不足，从而达到具有工业性储能时的特殊储集层，在四川盆地已发现的层数和地区都极有限。孔隙型和孔隙、洞穴型都是代表岩层中有大级别喉道系统的类型，它的渗滤通道是喉道，如果按上述定名原则，应称为喉道－孔隙型和喉道－孔隙、洞穴型，但考虑到其它类型中也有喉道系统，也起到一定的渗滤作用，为了统一和简化，喉道都不参加定名。图 6－9 代表三种极端的空隙组合类型的模式图。

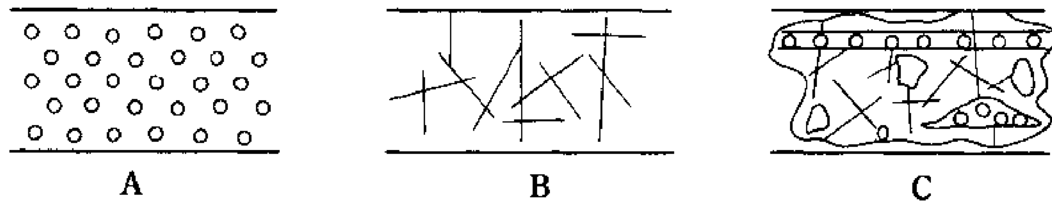



图6－9 空隙组合类型模式图

A—孔隙型；B—裂缝型；C—裂缝－孔隙、洞穴型

**表 6－14 四川盆地储集层的空隙组合类型划分表**

| 类　型 | 渗滤通道 | 储存空间 | 空隙度（%） | 渗透率（$1\times10^{-3}\mu m^2$） | 分布层位 |
|---|---|---|---|---|---|
| 孔隙型（喉道－孔隙型） | 喉道 | 孔隙 | ＞3 | ＞10 | $P_2^2$，$Tc^2$，$Tc^1$ |
| 裂缝型 | 裂缝 | 裂缝 | 不定 | ＞10 | 川南少数气田的 $Tf^1$ |
| 裂缝－孔隙型 | 裂缝 | 孔隙 | ＞3 | ＞10 | Tr，Tc，$Tf^3$，$P_2^2$，$P_1^2$，$C_2$，$Z_2$，Th，Tx，$Tt^5$ |
| 孔隙、洞穴型（喉道－孔洞型） | 喉道 | 孔隙<br>洞穴 | ＞3 | ＞10 | $P_2^2$，$C_2$，$Z_2$ |
| 裂缝－洞穴型 | 裂缝 | 洞穴 | ＞3 | ＞10 | $P_1^3$，$P_1^2$，$Jt^4$，$P_2^2$ |
| 裂缝－孔洞型 | 裂缝 | 孔隙<br>洞穴 | ＞3 | ＞10 | $P_2^2$，$C_2$，$Tr^3$，$Z_2$ |

根据表 6－14 不同时代储集层的类型分布用三角图示于图 6－10 中，则可一目了然。

除了海相碳酸盐岩储集层之外，四川盆地的陆相碳酸盐岩和砂岩储集层也属复合空隙的类型，如大安寨层（$Jt^4$）和东岳庙层（$Jt^2$）的介壳灰岩属于裂缝－孔洞型，须家河组（Tx）、香溪群（Th）和凉高山层（$Jt^5$）的砂岩储集层属裂缝－孔隙型。

## 第三节　碳酸盐岩储集层的类型

碳酸盐岩储集层类型划分的依据，归结起来不外乎三种，一种是成因分类，第二种是结构分类，第三种是成因和结构的复合分类。

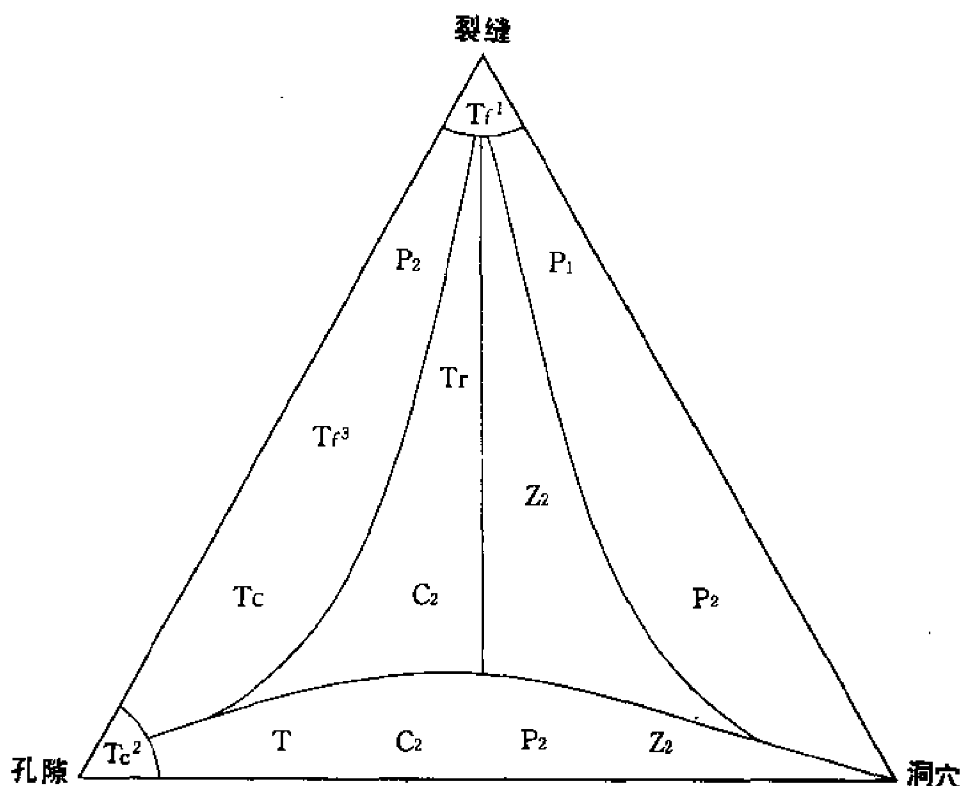



图 6－10　四川盆地各时代海相碳酸盐岩储集层的空隙组合类型分布图

此图是根据 29 个气田的资料编制的，图内的符号为储集层的地层代号，孔隙－洞穴型储集层一般不具工业产能

从四川实际勘探角度考虑，以采用成因分类较为适应。本志以形成储渗体的主要控制因素为主，同时考虑岩石类型来进行分类。控制因素不单限于沉积条件，也包括成岩作用和构造作用，特别是复合型储渗体是多种因素作用的结果，在储集层分类中需要判断其中的主要因素。

根据上述原则，将四川盆地的碳酸盐岩储集层分为六类，它们是：暴露浅滩相石灰岩、白云岩储集层，潮坪藻白云岩储集层，生物礁型白云岩储集层，湖泊介壳灰岩储集层，膏溶塌陷角砾状白云岩储集层和裂缝性石灰岩储集层。下面主要介绍各类储集岩形成的机理和特征，实例将在第八、九、十章中介绍。

## 一、暴露浅滩相石灰岩、白云岩储集层

暴露浅滩是指沉积期间周期性地升出海平面的滩体。暴露期间由于有天水或来自陆地的淡水的渗入，一部分由不稳定矿物组成的颗粒（如文石或高镁方解石的生物壳或鲕粒）被选择性地溶蚀而形成铸模孔或粒内溶孔。

当渗入的淡水与海水相混而发生混合水白云岩化作用时，粒屑灰岩就会部分或全部变为白云岩，经过白云岩化的粒屑岩类，孔隙和溶洞都发育，形成储渗条件均较良好的储集岩。

高能带中形成的浅滩岩体，质纯，泥质含量少，脆性程度高，当岩层受到外力作用时，容易破裂，形成构造裂缝。

表 6－15 表示了暴露浅滩相石灰岩、白云岩储集岩的演化过程，经过各种地质作用，部分滩体中的孔隙消失，变为非储集岩；而滩体的暴露部分可形成两种储集岩，一种是具有粒

表 6－15　暴露浅滩相石灰岩、白云岩储集岩的演化特征表

| 演化阶段 | | 沉积阶段 | 成岩阶段 | 深埋藏阶段 | 褶皱阶段 |
|---|---|---|---|---|---|
| 地质作用 | 建设性的 | 渗流带淡水淋滤 | 混合水白云岩化，淡水溶蚀 | 脱羧基酸性水溶蚀 | 构造作用 |
| | 破坏性的 | 杂基填集 | 压实、胶结 | 胶结、压实 | 胶结 |
| 空隙类型 | 产生的 | 粒间孔，粒内溶孔 | 粒间和粒内溶孔，白云石晶间孔 | 溶孔、压溶缝 | 构造裂缝 |
| | 受破坏的 | 粒间孔 | 粒间孔 | 粒间孔 粒内孔 | 各类孔隙 |
| | 保留的 | 粒间孔，粒内溶孔 | 粒间孔、粒内孔 白云石晶间孔 | 同左，及溶蚀孔、缝 | 同左，及构造缝 |
| 储集岩 | | 粒间孔 粒屑灰岩 | 具粒内孔的粒屑灰岩，具粒间孔、粒内孔及晶间孔的粒屑白云岩 | 同左 | 具粒内孔和构造缝的粒屑灰岩、具多种孔隙和构造缝的粒屑白云岩 |

内溶孔的粒屑灰岩，另一种是多种孔隙的粒屑白云岩。第一种岩类的特征是：粒内孔隙都被胶结物和环状的残余粒屑部分包围，粒内孔之间的连接通道是细长的管状喉道，故岩块基质孔隙的渗透性差，只有构造裂缝发育时，储集岩的渗透性才得到改善。但是裂缝不可能勾通每一个孔隙，因而当这种储集岩层中有构造裂缝发育时，就存在着两类储渗性能完全不同的空隙系统：一类是孔隙度较高、渗透性极低的孔隙系统；另一类是缝隙度很低和渗透性很高的裂缝系统。储存于孔隙中的天然气通过细小的喉道输入到裂缝中，经过裂缝系统的汇集再输入井筒。因此，气井生产中具有气产量小和生产时间长的特点。第二种是具多种孔隙的粒屑白云岩，岩块基质孔隙的渗透性和孔隙度都高，多属表 6－13 的Ⅰ类或Ⅱ类储集岩。

暴露浅滩相石灰岩、白云岩储集岩是四川盆地的一种重要储集岩类型，广泛分布在下三叠统嘉陵江组和飞仙关组中，在下古生界和下二叠统栖霞组也有存在。它有以下特点：

*1. 滩体多为透镜状，有层位性*

暴露浅滩主要是台内浅水海域的沉积，水底较平，水域辽阔，能量较高，由碳酸盐颗粒组成的滩体在横向上展布较广，故在地层剖面中可以进行小层对比。但是孔隙发育的岩体往往只限于滩体上凸的暴露部分，因而孔隙层多呈透镜状分布。例如嘉二段和嘉一段中的浅滩相岩类，在川南气区范围内都有分布，但孔隙发育的有效储集层段横向连续性差，呈透镜状断续分布（图 6－11）。位于储集层顶部的滩相储集岩，孔隙、洞穴和裂缝的发育程度比底部者优越。

*2. 在纵向上滩体成组出现*

台内浅滩常在碳酸盐沉积旋回的海进阶段和海退阶段形成，因为海侵和海退阶段地壳活动频繁，上升和下降运动相间出现，成滩期与非滩期周期性地变换，因而滩体成组出现。如川南地区的嘉二¹—嘉一储集层总厚 200 米，在储集层上部约 50 米的层段属海退阶段产物，这个层段内就有四层浅滩相碳酸盐岩分布（图 6－12）。滩相的粒屑碳酸盐岩与非滩相（潮下泥坪）的泥晶灰岩相间，其中滩相岩类的累计厚度只占这一段地层厚度的 1/5 到 1/4。滩体相对

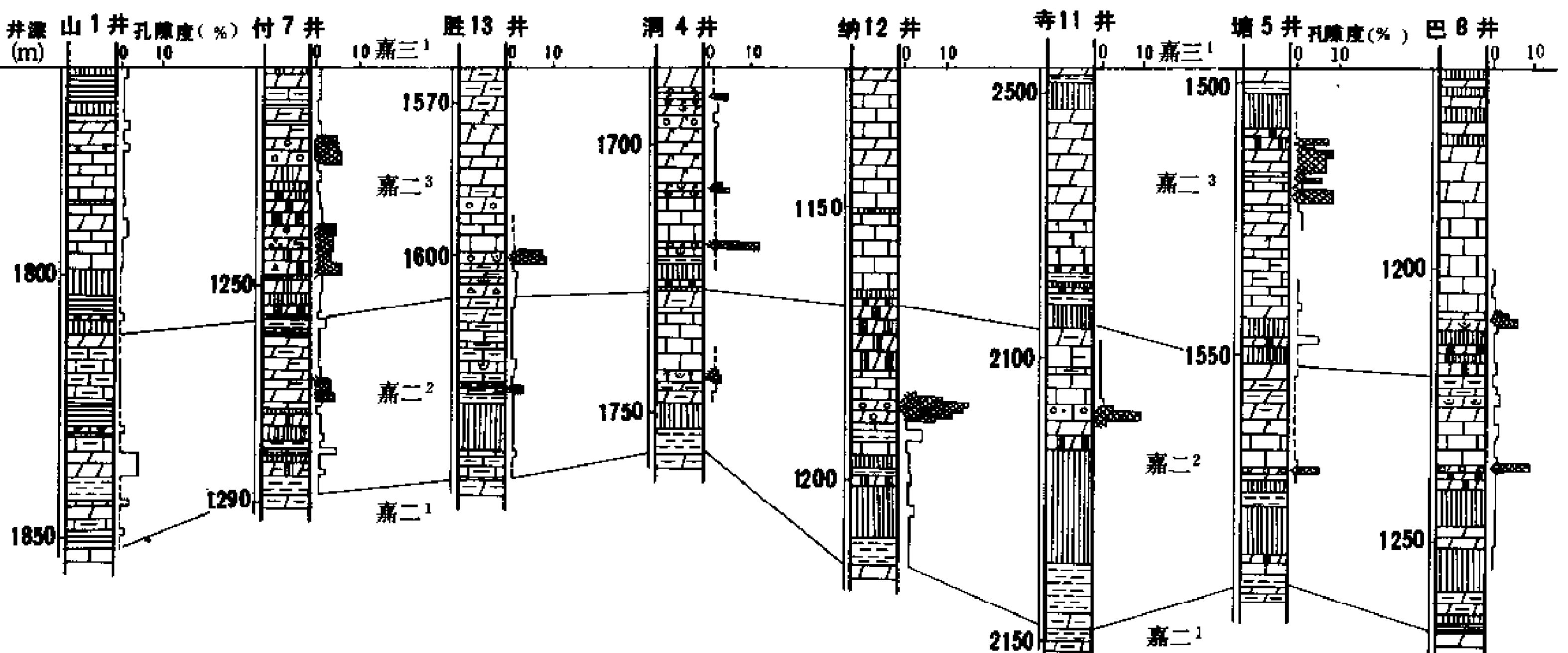



图 6－11 川南地区下三叠统嘉陵江组嘉二段储集层对比图
（柱状图右侧的网格线表示孔隙度高的有效储集层段）

图 6－12　阳高寺气田嘉二$^1$—嘉一储集层剖面图

集中，有利于油气的富集。

*3.储渗类型*

储渗类型主要属于裂缝－孔隙型，有少部分属于孔隙型。此外，还有数量相当多的低渗透孔隙层，分布在向斜或构造力作用微弱的平缓地区。

裂缝－孔隙型储集层，除了滩相粒屑碳酸盐岩有孔隙和裂缝发育以外，还有穿层裂缝或断层将切穿泥晶灰岩隔层使多层滩相粒屑岩沟通(参见图6－12)，在平面上也可将几个孤立的透镜体连通，形成范围较大的储渗体。

*4.钻采特征*

滩相储集层在测井曲线上具有低自然伽马、高电阻、高声波时差的特征，易于识别。

钻遇裂缝时显示很明显，甚至非常强烈，测试可获中产或高产气流；裂缝不发育的含气孔隙层压裂酸化后的效果良好。

关井压力恢复曲线具双重介质渗滤的特征(图6－13)。曲线一般分为四段：第一段反映井筒附近的表皮效应；第二段反映压力在裂缝系统中的恢复过程；第三段反映压力在岩块基质孔隙中的恢复过程；第四段是压力恢复过程中受到边界影响的反映。这类压力恢复曲线实质是表明了储集层内裂缝和喉道两种渗滤通道的联系与区别。

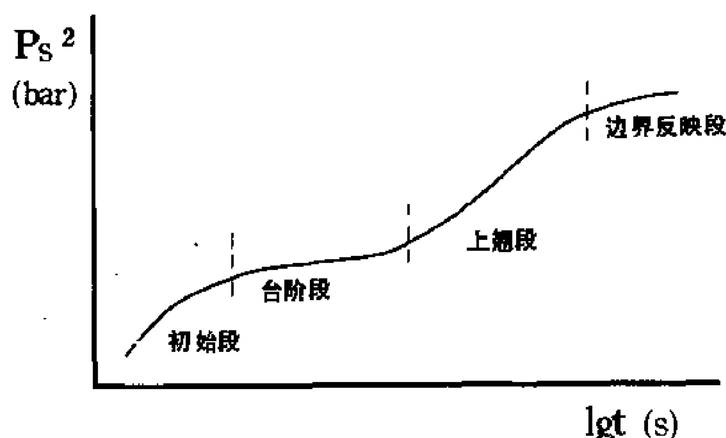



图6－13 有界封闭地层压力恢复曲线

由于滩体储集层的形态比较规则，层内孔隙的分布也比较均匀，故可通过容积法计算天然气储量。

暴露浅滩相储集层的实例，将在第十章中详述。这里只把这类储集层的几种结构模式表示在图6－14中。组成储集层的两个要素，一是孔隙层(主要为暴露滩的透镜状孔隙层)，二是构造裂缝。这类储集层中不同层段之间储集层结构的差异主要反映在孔隙层的产状和与构造裂缝的相互搭配关系上。

如$Tc^2_1$—$Tc^1$储集层在一个背斜内是多储渗体并存，而$Tc^4_1$—$Tc^3$则多为单一储渗体，两者均为裂缝－孔隙储渗类型，孔、缝层段也都集中在上部。不同处是$Tc^2_1$—$Tc^1$孔隙层多为透镜状，泥晶灰岩的泥质含量较多，裂缝发育程度较差。$Tc^4_1$—$Tc^3$的孔隙层横向连续性较好，多为层状分布，泥晶灰岩较纯，裂缝发育程度较高。

$Tc^4$—$Tc^5$储集层中的孔隙层也是层状分布，但在卧龙河气田因断层和穿层缝将不同储集层之间的硬石膏沟通，使之在纵向上形成为一个范围很大的多层单系统的储渗体。

$Tc^2_2$和$Tc^2_3$中的一些浅滩相粒屑白云岩，孔隙度和渗透性均较高，属表6－13中的Ⅰ级岩类。但在横向上呈小透镜体分布，每个透镜状白云岩体，往往就是一个独立的储渗体。同样在一个背斜内也是多储渗体并存。

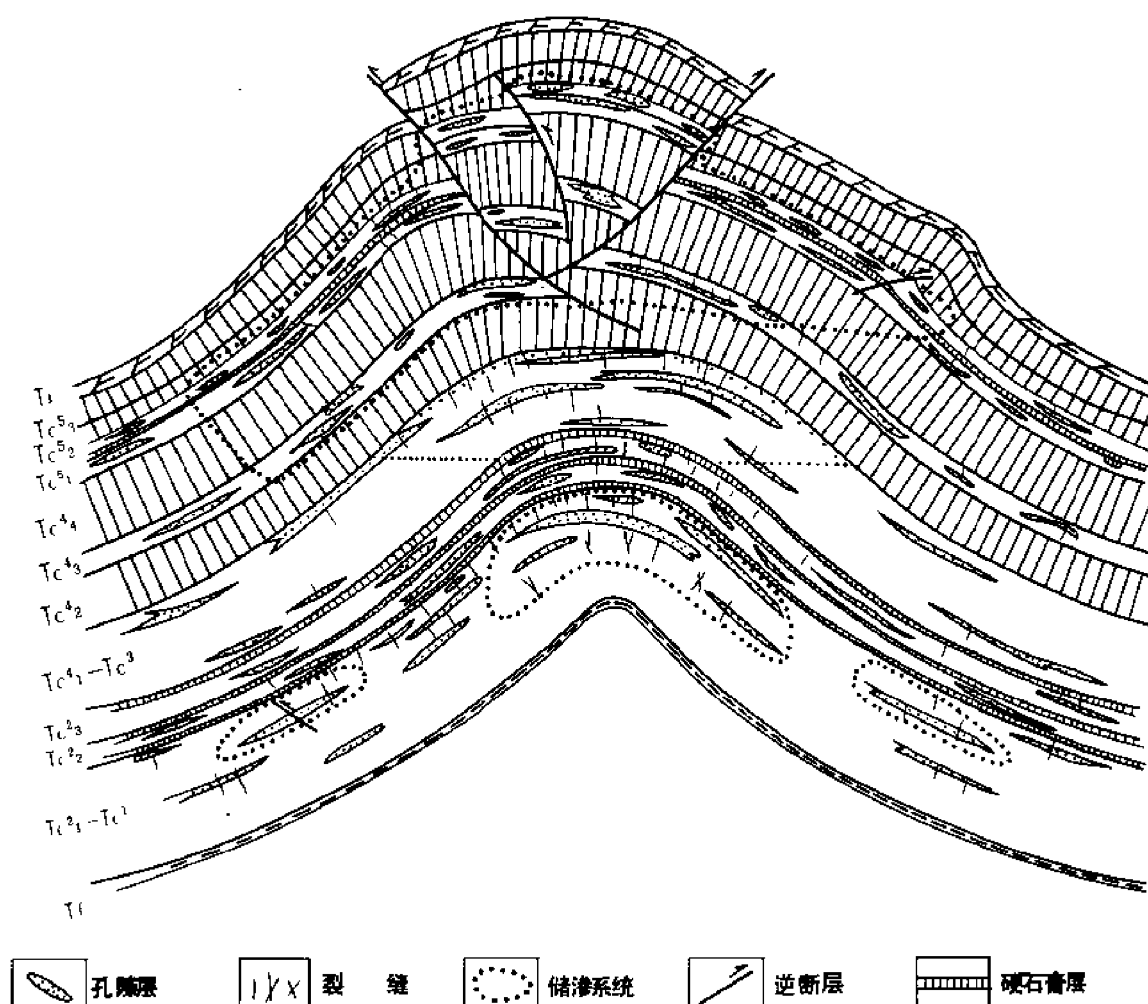



图 6－14 川东南地区下三叠统嘉陵江组储集层模式图

暴露浅滩分布在台地边缘和台内隆起的浅水带，前者可能为堤滩或脊状滩，后者则为点滩。川南嘉陵江组多属点滩类型，川东的飞仙关组则有一部分属于堤滩。

**二、潮坪藻白云岩储集层**

台地内海水极浅的坪台或海岸地带，在干燥时期受潮汐作用控制的沉积物多为白云岩，有时还夹膏岩和盐岩。其中以蓝绿藻白云岩的空隙最为发育，成为主要的储集岩类。常见的空隙有窗格孔、粒间孔、粒内溶孔、膏溶孔洞、成岩缝和构造缝等。不含藻的白云岩之空隙则不甚发育，因而空隙的成因与蓝绿藻关系密切。藻白云岩空隙发育的原因是：① 蓝绿藻生长过程中可形成窗格孔和被粘结颗粒之间的粒间孔，由于藻体是边生长边固结，岩石的抗压实力强，故形成的孔隙可较好地保存；② 藻体生长和死亡过程中 $CO_2$ 含量增加而形成的腐植酸性水，可使碳酸盐岩的溶解度增大，从而产生溶蚀孔隙；③ 由于藻白云岩固结早，在成岩变形中有利于形成各种成岩空隙（如震旦系藻白云岩中的变形构造缝洞）；④ 蓝绿藻有排斥淤泥生长的功能，故藻白云岩的泥质含量少，岩性纯，有利于形成溶蚀孔洞；⑤ 藻白

云岩层理发育，成层薄、性脆，有利于形成裂缝；⑥沉积和成岩过程中常有蒸发盐类矿物(主要是膏盐矿物)共生，它们都是易溶性矿物，当后期有未饱和的地下水活动时，常被选择性溶解而形成溶蚀孔隙。

潮坪相藻白云岩储集层有上震旦统、中石炭统和中三叠统雷口坡组等。现以上震旦统储集层为例，概述其特点如下：

1)岩性为白云岩间夹燧石薄层或含燧石结核，部分地区有膏盐层或硬石膏斑块。白云岩结构主要有三种：藻粘结结构、结晶结构和粒屑结构。它们间互出现，韵律性明显。纵向上连续沉积的厚度可达1000余米，横向上成层稳定，连续性较好。

2)空间的类型多样，孔隙、洞穴和裂缝都有，常组成裂缝－洞穴－孔隙复合的储渗类型。其中的成岩缝和孔、洞多出现在藻粘结结构和粒屑结构的白云岩层中，而构造裂缝则多出现在泥晶白云岩中，并以储集层的上部裂缝比较发育。

3)孔、洞层的层数多，裂缝分布的范围也广，故储渗体范围大，但孔、洞、缝在储渗体内的分布很不均匀。图6－15表示这类储集层的结构模式。

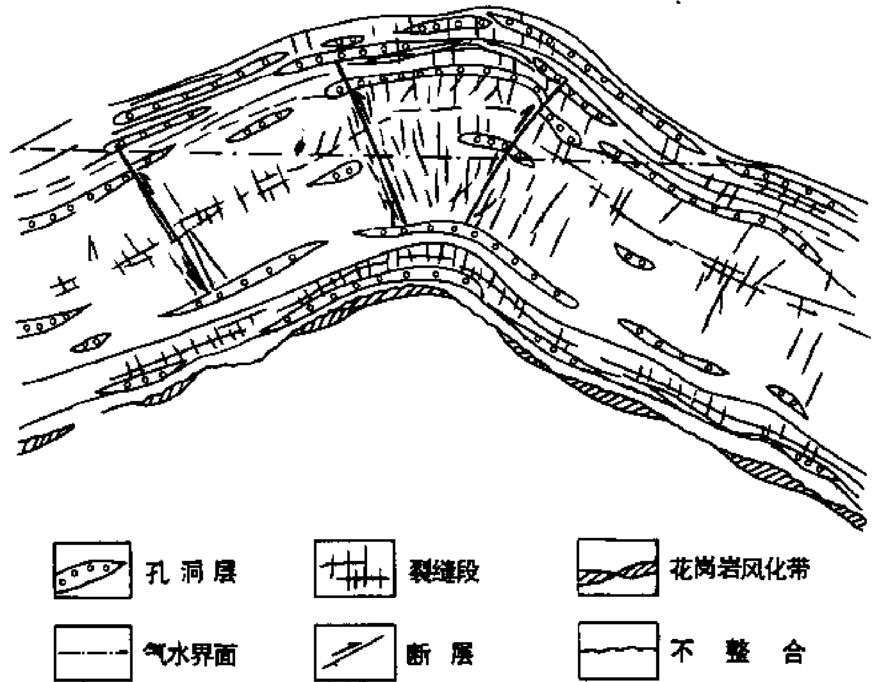



图6－15 潮坪白云岩储集层模式图
(震旦系裂缝－洞孔型储集层)

## 三、生物礁型白云岩储集层

按通常的观念，生物礁储集层是以原生的骨架孔隙发育为特征，因而生物体生长的礁核部位的储渗条件应该最为良好。然而四川盆地的川东—鄂西地区，上二叠统生物礁碳酸盐岩中原生的骨架孔已被胶结物填充，有效的储渗空间都是次生的类型，其中主要是由白云

岩化形成的晶间孔隙和洞穴。白云岩化作用又与生物礁的生长发育有关,故将这类储集岩称为生物礁型白云岩,简称礁型白云岩。由于这类白云岩具有"砂糖状结构",故又称为"砂糖状"白云岩储集层。

生物礁中的白云岩化与孔隙度的关系由表6-16可看出,随着白云石含量的增加,孔隙度增大。

除白云石晶间孔之外,还有溶蚀孔隙和溶洞,它既出现于白云岩中,也存在于白云质灰岩和与白云岩相邻近的石灰岩之中,因而使一部分石灰岩也具有一定的储渗条件而成为储集岩。但在剖面中这种石灰岩的数量不多,它与白云岩之比约为1:4。白云岩化与溶蚀作用的关系密切,说明两者有成因联系。

**表6-16 板东4井长兴组生物礁的岩性与孔隙度关系表**

| 岩 类 | 白云石含量(%) | 岩芯实测孔隙度(%) | | | 样品个数 | 孔隙度大于3%的 | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | 最大 | 最小 | 平均 | | 样品个数 | 占总样品数的% |
| 石灰岩 | <10 | 5.83 | 0.66 | 1.53 | 103 | 8 | 7.8 |
| 含云质石灰岩 | 10~25 | 5.83 | 0.54 | 3.28 | 21 | 10 | 47.6 |
| 白云质灰岩 | 25~50 | 15.29 | 1.66 | 4.76 | 15 | 10 | 66.6 |
| 灰质白云岩 | 50~75 | 19.49 | 1.83 | 6.05 | 15 | 10 | 66.6 |
| 含灰质白云岩 | 75~90 | 12.18 | 2.49 | 7.07 | 11 | 10 | 90.9 |
| 白云岩 | >90 | 22.56 | 5.02 | 12.31 | 53 | 53 | 100.0 |
| 合计 | | 22.56 | 0.54 | 5.13 | 218 | 101 | 46.3 |

据研究,生物礁的白云岩化主要属混合水白云岩化类型,它与暴露滩白云岩化的机理相同。即当礁体暴露海面而处于淡水渗流环境时,由淋滤作用就可以形成粒内溶孔、铸模孔和粒间溶孔等各种溶孔;当淡水渗入礁体内形成混合水潜流环境、礁灰岩变为礁白云岩的白云岩化过程中,就会产生白云石晶间孔隙和洞穴。

生物礁的微相分异很明显。长兴组生物礁基本上由礁核、礁后砂滩、礁后潟湖和礁前塌积等微相组成,这些微相合称为生物礁组合。在隆起幅度不大的生物礁中,塌积微相一般不太发育,长兴组生物礁多是规模小的点礁,因而礁组合主要包括前三个微相。生物礁的岩石物性与微相之间的关系相当密切(表6-17),礁后砂滩微相孔隙度最好,而礁核和潟湖微相孔隙度均低。

**表6-17 板东4井生物礁的微相与孔隙度关系表**

| 微 相 | 厚度(m) | 样品数 | 孔 隙 度 (%) | | |
|---|---|---|---|---|---|
| | | | 范围值 | 算数平均值 | 加权平均数 |
| 礁核 | 20 | 83 | 0.54~10.27 | 1.91 | 1.95 |
| 礁后砂滩 | 27 | 111 | 0.75~22.56 | 7.84 | 7.83 |
| 潟湖 | 6 | 24 | 0.78~5.95 | 1.18 | 1.29 |

礁核微相由海绵骨架灰岩和障积灰岩组成。骨架孔隙均被蓝绿藻、管壳藻、各种生屑、灰泥以及亮晶胶结物紧密地填充,原生孔隙消失殆尽。由于填隙作用与礁核的生长几乎是同步进行的,石化时期早,岩石又致密,故后期的白云岩化作用和溶蚀作用都较微弱,次生孔隙发育很差。

潟湖微相主要为含生屑泥晶灰岩,沉积物石化后变为致密岩,孔隙发育也极差。

礁后砂滩由棘屑、有孔虫、腕足类和腹足类等生物颗粒组成,原生的粒间孔隙发育。礁

后的水流循环较弱，胶结作用不充分，原生孔隙容易被保存，一旦有淡水侵入，就可以在多孔的滩体中建立起淡水透镜体，为溶蚀作用和混合水白云岩化作用提供良好环境．从而形成发育的次生孔隙。

由于生物礁形成于高能量的环境，因而泥质含量很低。据217个岩芯的岩石化学分析，酸不溶物的平均含量只有1.42%，属于质纯、性脆的碳酸盐岩，故有利于溶蚀孔洞和裂缝的发育。

礁型白云岩储集层是目前四川盆地最好的一类储集层，它的有效厚度大、孔隙度高，估算的天然气丰度都比其它储集层类型的储量丰度要高出几倍到十几倍（见表6－18）。礁型白云岩最大的特点是基质孔隙的渗透率较高，据207块岩芯分析，平均渗透率为$13.1\times10^{-3}$平方微米，最高者可达$500\times10^{-3}$平方微米以上，若加上裂缝的作用，礁型白云岩储集层的产量就可以很高，如板东4井日产气量达37万立方米，石宝1井为37.2万立方米。

**表6－18　川东地区长兴组生物礁储集层声波孔隙度($\varphi_s$)数据表**

| 项目 | 参数 \ 井号 | 板东4井 | 双15井 | 石宝1井 | 梁2井 |
|---|---|---|---|---|---|
| $\varphi_s$ 大于 12 % | 层　数 | 3.0 | 4.0 | 1.0 | 1.0 |
| | 厚　度(m) | 9.1 | 15.5 | 2.0 | 4.0 |
| | 平均孔隙度(%) | 17.4 | 26.4 | 14.9 | 20.4 |
| $\varphi_s$ 12～6 % | 层　数 | 6.0 | 4.0 | 3.0 | 14.0 |
| | 厚　度(m) | 15.2 | 12.9 | 5.1 | 53.2 |
| | 平均孔隙度(%) | 10.2 | 9.1 | 9.7 | 9.6 |
| $\varphi_s$ 6～3 % | 层　数 | 1.0 | 4.0 | 5.0 | 10.0 |
| | 厚　度(m) | 6.0 | 5.6 | 12.0 | 50.7 |
| | 平均孔隙度(%) | 4.8 | 4.9 | 4.5 | 5.3 |
| 合计 | 层　数 | 10.0 | 12.0 | 9.0 | 25.0 |
| | 厚　度(m) | 30.3 | 34.0 | 19.1 | 107.9 |
| | 占钻穿层厚(%) | 23.5 | 24.6 | 11.0 | 21.7 |
| | 平均孔隙度(%) | 12.1 | 16.3 | 7.0 | 6.9 |

通过钻探，在川东和鄂西地区的长兴组已发现建南、石宝寨、板东4井、双15井等4个生物礁气藏。在8000平方公里内进行地震地层学研究，已发现几十个可能与礁有关的地震异常，随着地震测线的加密，还将会有新的礁异常的发现。从沉积学的研究得知，晚二叠世长兴期川东和鄂西广大地区是西南碳酸盐台地东缘的一个隆起带，有利于生物礁的发育，其中华蓥山到七跃山之间面积约4万多平方公里的范围，是发现隐伏生物礁的有利地带，除了已进行研究的上述8000平方公里面积之外，在其余的3万多平方公里内预计还可以发现许多生物礁。

根据地面露头和地震资料分析,已发现的生物礁和可能的礁异常的形状大致可分两类：一类呈斑点状,其直径为几百米至几千米,分布在台缘隆起带的内部,应属台内点礁的类型，这类的数量最多；另一类呈带状，长度可达几十公里，宽度可达数公里，多分布在台地的边缘，为台缘型的堤礁，在台内与断层有关的隆脊上也可能有此类礁体的分布。这预示着长兴组生物礁气藏的前景良好。

除长兴组生物礁以外，目前在川西北的泥盆系和三叠系地面露头中也发现有生物礁。

**四、湖泊相介壳灰岩储集层**

川中下侏罗统自流井群的大安寨层和东岳庙层介壳灰岩储集层，属陆相淡水湖泊的沉积，

形成于陆源物质少、环境安静的湖泊淡水相区。介壳灰岩原生孔隙虽已消失，但岩石质纯、微层理发育，在受到压实水、脱羧基酸性水、构造力挤出水和构造力的作用时，就会产生溶蚀孔洞和裂缝，变为横向连续性好的储集层。其特点见第八、十章。

**五、膏溶塌陷角砾状白云岩储集层**

膏溶塌陷角砾状碳酸盐岩是受风化作用改造的岩石。其原岩是碳酸盐岩和硫酸盐岩（硬石膏岩）的组合，在地层受到地壳抬升运动从地腹到地表的过程中，硬石膏岩水化变为石膏岩时，岩石体积发生膨胀，与之相间或上覆的碳酸盐岩层受膨胀力的挤压就会破裂。当石膏岩层被溶解滤失之后，上覆碳酸盐岩层因失去支撑而塌陷，便形成角砾状的次生岩体。在这一过程中化学作用与物理作用相辅相成，形成许多新的空隙类型，先成的各类空隙也受到改造，故岩层内（特别是白云岩层内）的孔隙、溶洞和裂缝都很发育，储渗性能良好。主要的空隙有角砾之间的孔隙和洞穴、膨胀挤压力和塌陷重力形成的非构造裂缝，以及碳酸盐岩的膏质胶结物或斑块被淋滤而形成的溶蚀孔和溶洞。在不整合（或假整合）之上若有致密隔层覆盖时，这些孔隙、溶洞和裂缝就会被保存下来。

膏溶塌陷角砾状碳酸盐岩分布很广，但作为工业性储油气层并不多见，在川东地区的中石炭统储集层有这种成因类型，其主要特征是：

从地层剖面中的岩石序列看，往往是角砾状的岩层与非角砾状岩层相间，二者为递变关系，没有明显界面。在地层剖面的下部往往出现由去膏化或去白云岩化形成的次生石灰岩，地层厚度较大的剖面，下部或底部还保存有硬石膏岩。剖面的顶部则常有上覆层沉积物的贯入。

从角砾岩的横向变化看，平面展布很广，受蒸发潮坪的沉积环境和剥蚀区范围的控制，但厚度变化大，往往有大小不等的侵蚀窗存在。它的分布不受断层和局部构造的控制，说明不是构造角砾岩的类型。

从角砾岩的组构看，角砾成分杂、分选差、大小不等（几毫米至几米）、堆积零乱；角砾内常见藻纹层、鸟眼、膏模孔、石膏假象、不规则缝和搓揉构造等。砾间填充物也很混杂，有小角砾、渗流砂、泥质和后期胶结物等。这些特征也可与沉积角砾岩相区别。

受风化作用改造的这类碳酸盐岩层，岩石结构较脆弱，地层褶皱时容易产生裂缝，形成裂缝－孔洞型储集层。

图6－16表示了这类储集层的结构模式。下图是角砾化充分的类型，孔洞分布较均匀，储集层横向被剥蚀尖灭，不连通，如相国寺气田中石炭统储集层。上图表示储集层的厚度较大，底部还有硬石膏层保留，储集层的原生层序基本保持，孔、洞层仍能对比，如张家场气田中石炭统储集层。中右图表示储集层形成和演化阶段。

**六、裂缝性石灰岩储集层**

这里所指的裂缝性储集层是受构造裂缝控制的储集层。在构造裂缝产生之前，岩层中基本不存在有效的空隙，属于致密岩层，在构造裂缝产生之后才形成储集层。因而裂缝性储集层中只有裂缝和地下水沿裂缝渗滤而在岩层中形成的溶蚀孔洞才是有效空隙。四川盆地已发现的裂缝性储集层都是石灰岩层。据岩性和空隙类型的差别又可将裂缝性石灰岩储集层分为两个亚类：一是裂缝型泥质灰岩储集层，有效的空隙只有裂缝，如川南地区部分气田中的飞一储集层（$Tf^1$）。另一是裂缝－洞穴型的生物灰岩储集层，如川东南地区下二叠统储集层。现分述如下：

*1. 裂缝型泥质灰岩储集层*

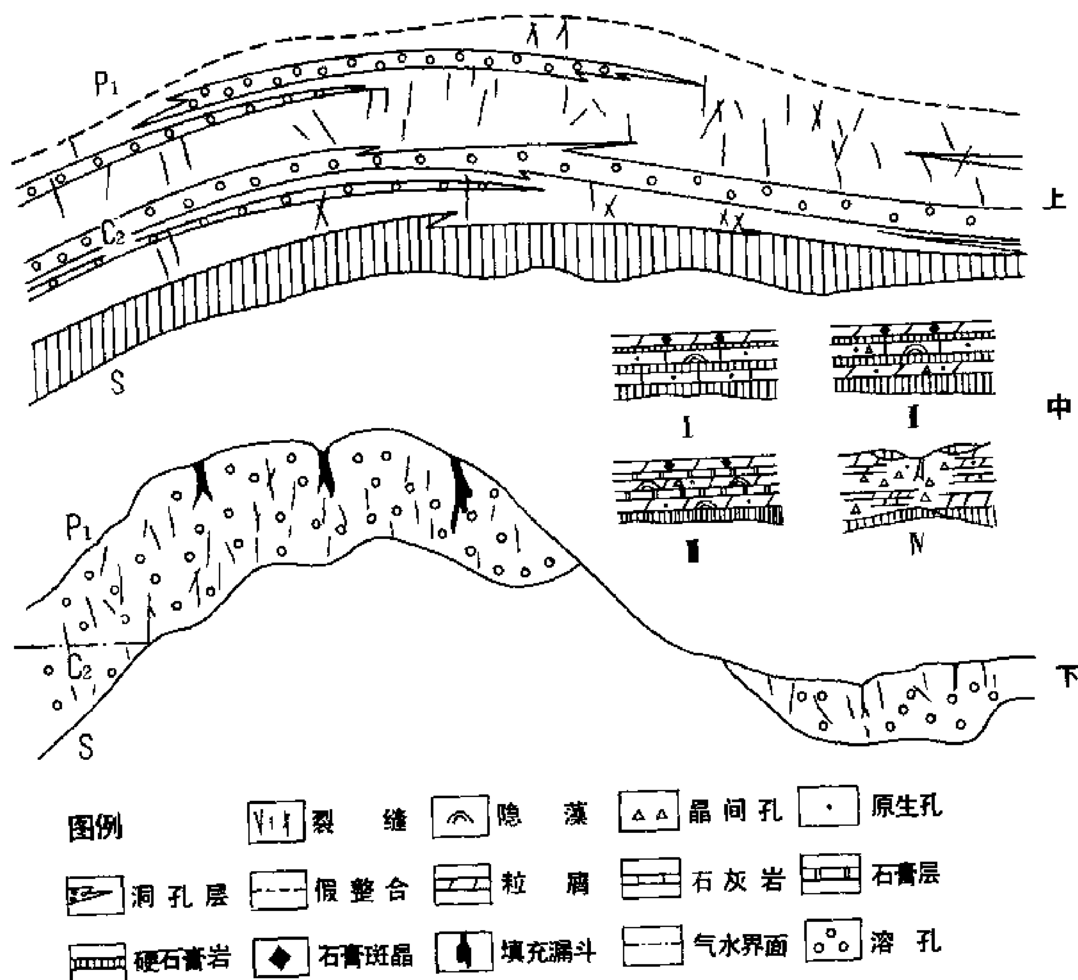



图6－16 膏溶塌陷角砾状白云岩储集层模式图

上图为张家场型，下图为相国寺型，中右图表示演化模式．其中Ⅰ～Ⅳ分别表示沉积、成岩、表生、风化阶段的特征

这类储集层以永安场气田下三叠统飞仙关组的飞一（$T_1f^1$）储集层为代表。该区飞一段沉积时为有陆源物质供应的局部浅海环境，形成了一套以泥质泥晶灰岩为主的地层，上部夹亮晶鲕粒灰岩，厚度122～131米。纵向上可分为三层，上下两层泥质较少，中部泥质较多（图6－17）。由于压实、胶结和填充作用很充分，不仅泥晶灰岩变为致密岩类，鲕粒灰岩因原生孔隙全部消失也变为致密岩。无论是泥晶结构或鲕粒结构的石灰岩，在电子显微镜下观察也只能看到微细的晶间隙，而且大部分被陆源泥质物填充，故岩石物性极差。据315块岩芯分析，平均孔隙度0.57%，渗透率均小于$0.01\times10^{-3}$平方微米；对138个岩芯的含水饱和度进行分析，有129个含水饱和度为100%，有9个为56～96%，不具备孔隙储渗油气的条件。

但据岩芯、测井和测试资料分析，飞一储集层的有效空间是受背斜控制的构造裂缝。永安场背斜是一个潜伏背斜构造，两翼基本对称，倾角6°～16°，西翼为永西潜伏逆断层所

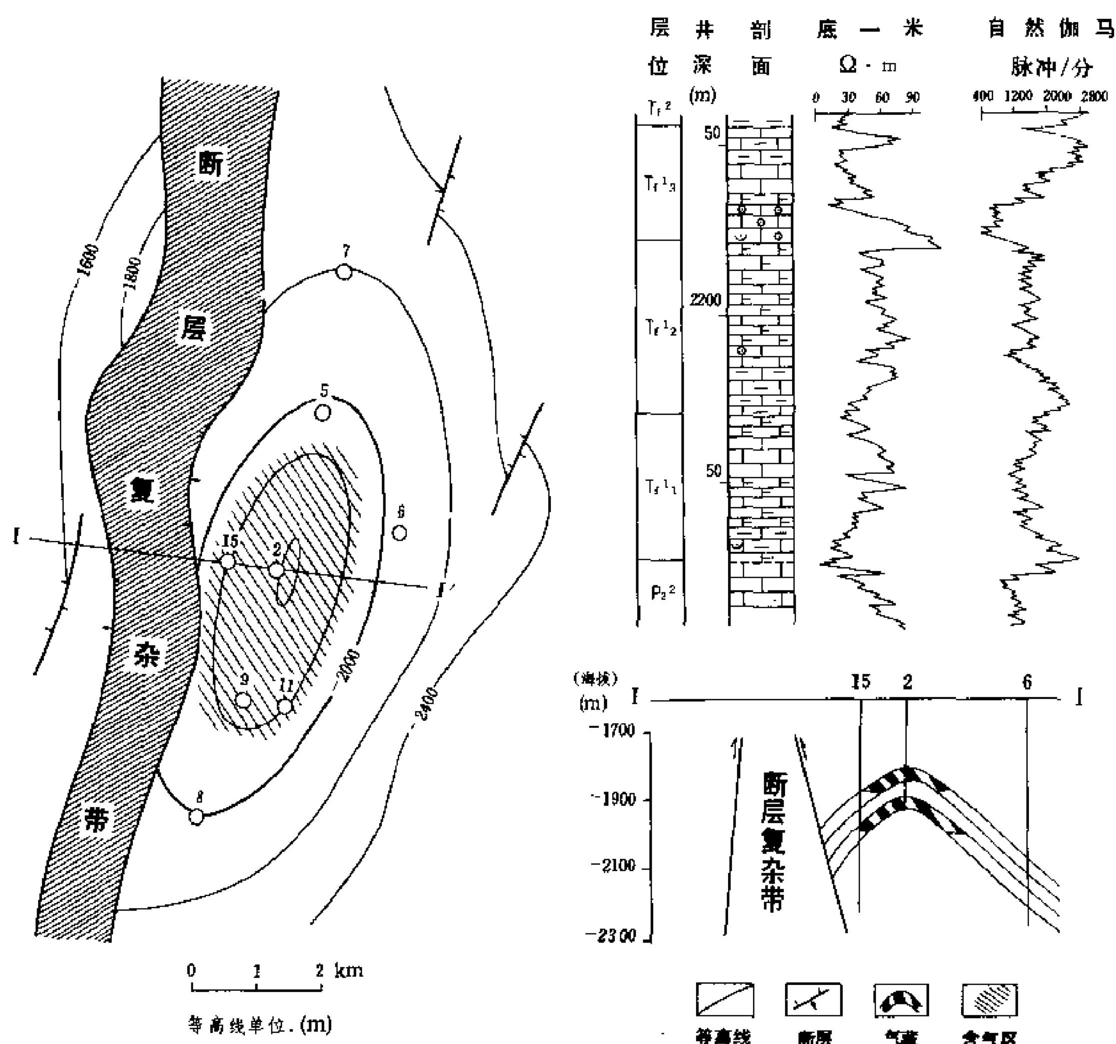



图 6-17 永安场气山飞一气藏综合图

切割,沿构造轴线张应力集中,对形成裂缝性储集层是个有利条件。飞一段的岩性具有层理薄、脆性岩类与塑性岩类相间的特点，有利于裂缝发育。这类储集层有以下特点:

1)裂缝发育区仅限于背斜的轴部和高点，其外围所钻的井均为干井(图 6-17)。另一方面裂缝发育区又并不连片，其中也有干井，表现了裂缝分布的不均一性。

2)裂缝发育层段主要是飞一段的上部和下部，因为这两个层段中质纯石灰岩较集中(参见图 6-17)，但具体产层不固定，横向不能对比(图 6-18)。

3)关井压力恢复曲线具有短时间即稳定的特点(图 6-19)。说明储集层属于单一介质(裂缝)类型。

4)单位面积储量丰度较低。

5)钻遇裂缝的井都有强烈的显示，且可直接完井投产；未钻遇裂缝的井，酸化压裂的效果都不理想。

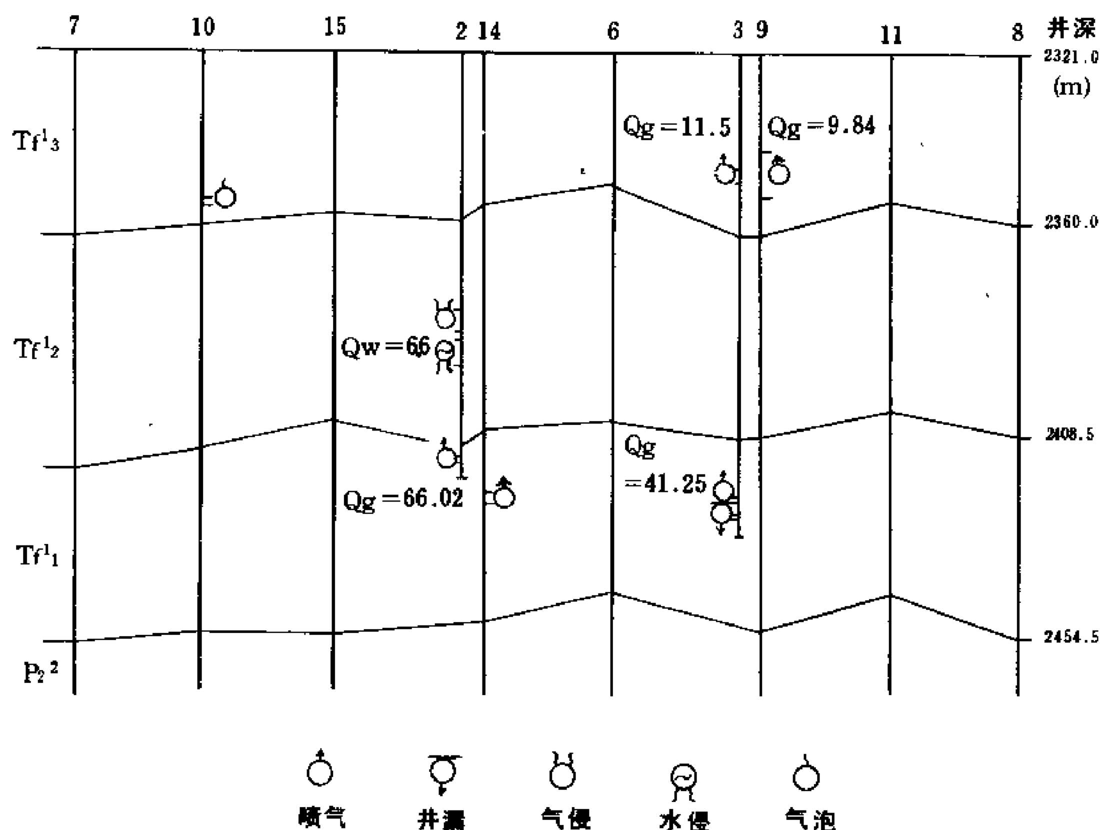



图 6－18　永安场气田飞一储集层的产层段和显示段对比图

图中产量单位：产气 ($Q_g$)为万立方米／日，产水 ($Q_w$)为立方米／日

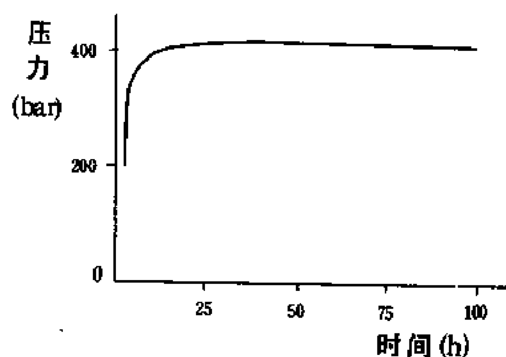



图 6－19　永安场气田飞一气藏永2 井关井压力恢复曲线图

6)生产井与干井相间出现(图 6－19)，产层位置高低不一。

2. 裂缝－洞穴型生物灰岩储集层

这类石灰岩岩性很致密，在受构造力作用之前基本没有有效空隙，或有效空隙的数量很

少而且又很分散，不能成为有工业价值的储集层。但其具有质纯性脆的特点，在受到构造运动作用后，能产生较发育的构造裂缝；若有地下水沿裂缝系统活动，还能形成溶蚀孔、洞。裂缝还可沟通先成的分散状的空隙，从而组成裂缝－洞穴型的储渗体。构造作用是其主要控制因素。四川下二叠统生物灰岩储集层即属于这种类型。

早二叠世四川地区是上扬子海的西部，为一开阔浅海环境。沉积物以生物碎屑为主，原生粒间孔和生物体腔孔都很发育，据岩石薄片估计，原始孔隙度约为 30 ～ 60%。但由于杂基填充作用、压实作用和胶结作用的结果，原生孔隙都已消亡，变为致密岩。据目前的岩芯分析，平均孔隙度仅为 0.8%，渗透率小于 $0.01 \times 10^{-3}$ 平方微米，属于非孔隙性储集岩。

喜山运动是使四川盆地全面褶皱的构造运动，它波及整个沉积地层，除形成褶皱构造和断层外，还在脆性岩层中产生了大量构造裂缝。下二叠统生物灰岩层就是这种脆性地层，故构造裂缝相当发育。此外，位于其上的龙潭组含煤地层在褶皱过程中受到挤压作用时，其中的残存水（包括部分结晶水）被挤出，并向压应力较低的层段和部位运移。下二叠统石灰岩层中张性裂缝发育的部位也是一种低压的场所，当这种具有强烈溶蚀能力的挤压水（以及下二叠统本身的地层水）向这些场所运移和聚集的过程中，就会使质纯、结构较粗的石灰岩层受到溶蚀而形成溶蚀孔洞。构造裂缝还可以沟通先成的孤立溶洞，使之变为有效空隙。从而组成裂缝－洞穴型储集层，它具有下列特点：

1）缝洞的发育主要受局部构造所控制。由于下二叠统石灰岩成层稳定，岩性变化不大，因此，缝洞的发育主要受构造因素的控制。据钻探资料，代表有缝、洞发育的高产井和高产区主要集中分布在背斜构造的高点、轴部以及断层、鞍部、鼻状等地层变形较剧烈的部位；而地层变形小，且较平缓的向斜、单斜等部位，探井的成功率很低，说明缝洞不发育。

2）产层的层位高低不一，横向上不易对比。

3）不均质性很强，高产区以内（甚至在高产井旁边）常出现低产井或干井，低产区中也有高产井存在。

4）缝洞规模较大，钻遇缝洞发育带常发现强烈井喷、恶性井漏和钻具放空等现象。在川南气区的下二叠统最大放空达 4.75 米，在自流井气田自 2 井放空 4.45 米（尚未到底）。

5）在一个局部构造范围内往往有不止一个裂缝系统。最多者可达十多个，如纳溪气田的阳三气藏。

下二叠统缝洞型储集层的条件虽然不算好，但因其厚度大，分布的面积也很广，在四川的 5 个油气区内都是重要储集层之一，与其它储集层相比，它的产量和储量目前都还是首屈一指的。为了弄清这种缝洞型复杂的储集层结构，四川石油管理局作过多次精细的地面和坑道的类比调查工作，对认识地下储集层起了促进作用。其中最有意义的一项工作是对中梁山煤矿茅口组石灰岩巷道的缝洞调查。它的突出特点是石灰岩巷道壁上的缝洞具有能与气田地缝洞相比拟的地质条件：

1）巷道所在的背斜与气田背斜的类型相同：巷道所在的中梁山背斜是华蓥山褶皱带中的一个分支，与石油沟、相国寺等气田的背斜属同一类型，所不同的仅是中梁山背斜出露的地层较老，为上二叠统龙潭组。虽然保存条件较差，但气藏尚未全被破坏，在茅口组石灰岩中还储存有天然气（从 1957 到1965 年 9 月，从大约0.2 平方公里面积内钻凿的2000 多米茅口灰岩巷道中共采出天然气4700 万立方米），其成分与川东南地区下二叠统气藏中的天然气性质相同。

2）裂缝类型相同：石灰岩巷道中的裂缝主要都是构造缝，组系和特征与气层裂缝相同。

3)巷道比较充分地揭开了缝缝洞洞的面貌：中梁山煤矿在背斜轴部的南北两端分别建有南、北两个井田，对裂缝的调查是在南井田进行的。在海拔 390 米和 280 米开凿的茅口灰岩巷道(图 6－20)，一般宽 4 ～ 5 米，高 3 ～ 4 米，剖面呈拱形。两个海拔平洞共凿穿茅口灰岩巷道2616 米，暴露面积2.3 万多立方米。巷道纵横相接(图 6－21)，能够恢复缝洞储渗体的立体面貌。

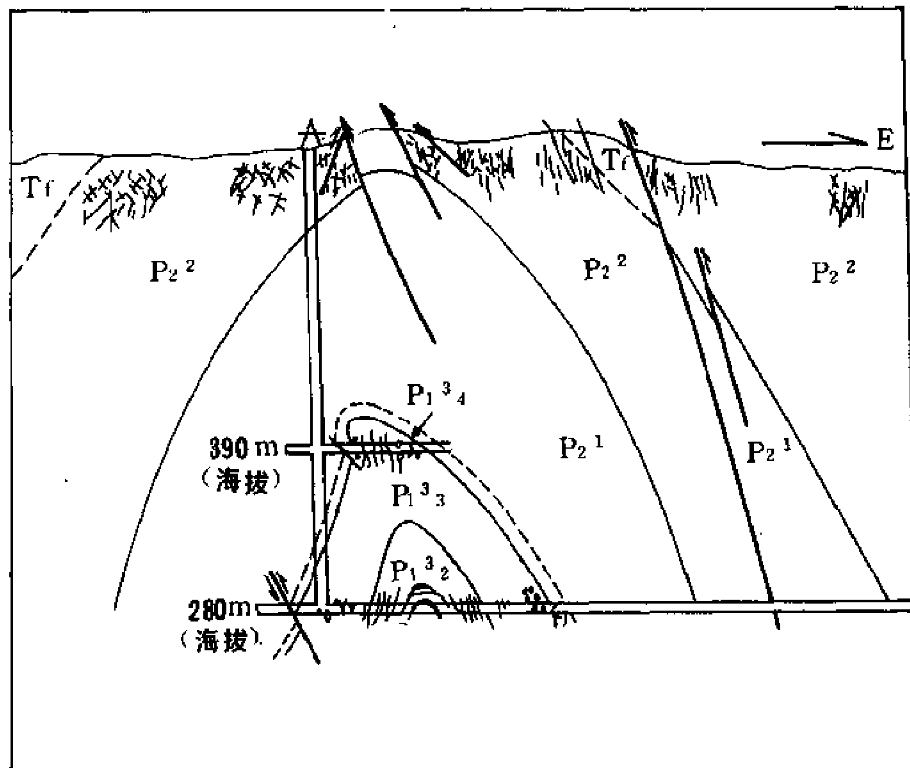



图 6－20　中梁山背斜南端构造横剖面图

图中垂直的和水平的双道直线分别表示竖井和水平巷道

对 1838 米石灰岩巷道中的裂缝和洞穴作了写实，绘成 1:20 的缝洞素描图，实长 92 米，共计有裂缝 99719 条，洞穴(和斑块)20927 个；还调查了缝洞产气的历史。为了进行上下裂缝对比，在地表长兴组露头的相应部位(长 1 公里，宽 0.3 公里)也进行了裂缝的素描和研究。通过上述工作对这类储集层的缝洞发育特征有以下认识：

第一，缝洞的数量很多，但张开的少。平均每平方米有裂缝 4.3 条，有斑块和洞穴 0.9 个，平均面缝洞率为 0.8%。但这些缝洞都被方解石填充，肉眼可见填而不死的张开的裂缝只有 480 条，占总裂缝数的 0.5%；张开的洞只有 83 个，占总洞(和斑)数的 0.4%。空的面缝、洞率只有 0.02～ 0.04%。这与地下缝、洞特征相似。其中张开的溶洞多半分布在两组裂缝交叉处。

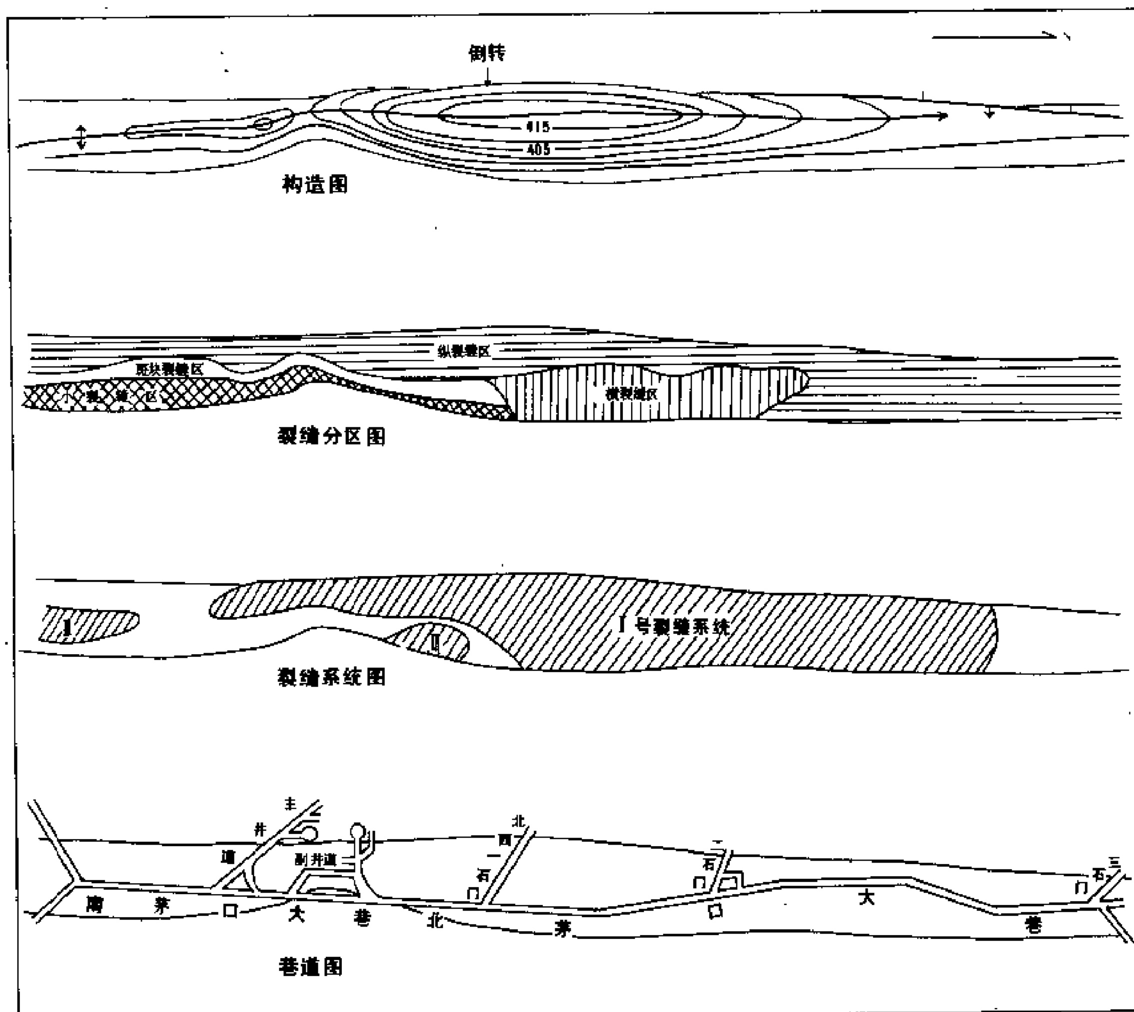



图 6－21　中梁山背斜南高点茅口灰岩巷道及裂缝分布图

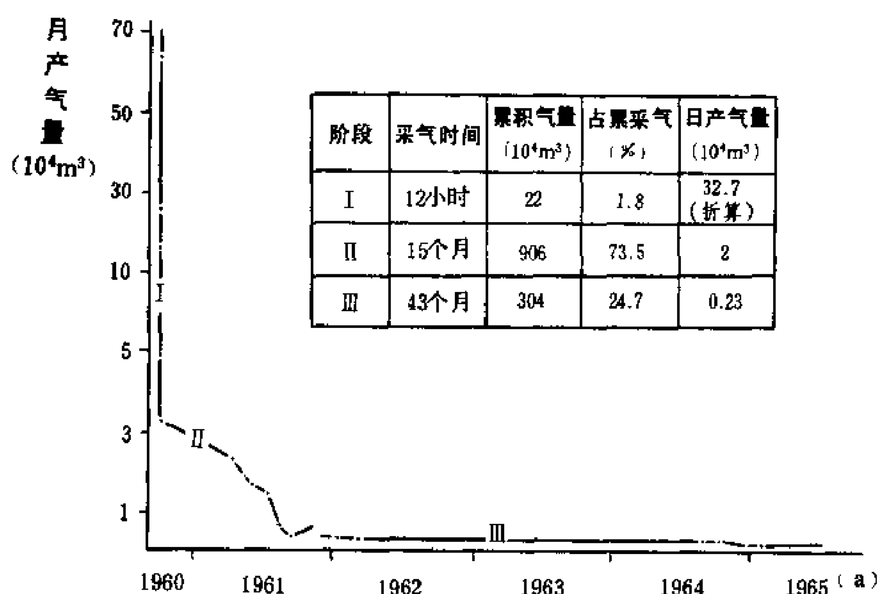
第二，缝洞大小不等，小的多、大的少。最宽的裂缝达 1.02 米，开口宽度可达几十厘米；最长的裂缝有 40 米以上。细小者宽不及 1 毫米，长几厘米。最大的洞穴体积在 1 万立方米以上。

据海拔 390 米巷道统计的 36338 条裂缝所作的分类，宽度小于 0.4 厘米的微小裂缝占总裂缝数的 79.88%（共 29026 条）；宽度为 0.4 ～ 2 厘米的裂缝 6583 条，占 18.12%；宽度为 2 ～ 10 厘米者 672 条，占 1.85%；宽度为 10 ～ 50 厘米者 51 条；大于 50 厘米者仅 6 条。溶洞和斑块共 14542 个，其切面积小于 100 平方厘米者 12902 个，占 88.8%；大于 2500 平方厘米只有 19 个。

大的裂缝和洞穴多半都是张开的，其力学性质属张性裂缝，并主要为横张缝和纵张缝，具多期填充和对称生长的特点。说明这类裂缝产生后还不断地张开和加宽，可称为“生长”裂缝。张开裂缝主要分布在背斜的轴部和缓翼的突出部位（参见图 6－21）。当然也不是每一条张性缝现今都是张开的，也有不少是被填满的裂缝。被填满的张性缝填充序列较简单，宽

度也较小，看来是填充以后停止了再张开的“生长”。

第二，缝洞的规模不同，产气的情况也不同。中梁山煤矿是一个超级瓦斯(天然气)矿。下二叠统石灰岩中还储存一定量的天然气，储集和产出空间主要是裂缝和溶洞。在巷道掘进中遇到张开的大缝洞时，常发生天然气的“突出”、“冲出”或“涌出”；开口较小的裂缝则有天然气缓缓冒出，可吹动纸条；虽已填满但填充不甚紧密的缝、洞，用瓦斯测定仪测定，有天然气浓度的高异常显示；紧密填充者则无含气显示。各种含气的缝洞相互交叉，组成系统分布。如1960年9月在海拔390米的巷道炸开一号溶洞时，强大的天然气流从炸开的直径约0.2米的洞口“突出”，将20厘米左右的石块吹动，人站在几米以外也被吹倒，顿时天然气弥漫巷道，使数十人窒息。两小时后测天然气流量，折算得日产气63.6万立方米。据当时在现场的人估计，地层压力约20大气压，生产半年以后实测为4大气压。后来作观测时，发现一号溶洞是一个直径为1～2米宽的斜洞，向上延伸约7米，向下深不见底；实测其最小连通体积为12600立方米。其后封堵接管线排气，从1960年9月至1965年6月，累计产气1232万立方米。1965年的日产气量曾达1000立方米以上。图6－22就是一号大溶洞的产气量变化曲线图。曲线的Ⅰ阶段的采气量应主要来自溶洞本身储存的气，产气量下降很快；第Ⅱ阶段应为与此洞相连的张开裂缝和溶洞所补给；第Ⅲ阶段则是由与它有连通但连通又不太好的缝洞所补给。这一特点与气井钻遇大缝洞时的产气和采气情况相似。




| 阶段 | 采气时间 | 累积气量 ($10^4m^3$) | 占累采气 (%) | 日产气量 ($10^4m^3$) |
|---|---|---|---|---|
| Ⅰ | 12小时 | 22 | 1.8 | 32.7 (折算) |
| Ⅱ | 15个月 | 906 | 73.5 | 2 |
| Ⅲ | 43个月 | 304 | 24.7 | 0.23 |

图6－22 中梁山背斜茅口组一号溶洞系统产气量变化图

第四，地下的缝洞成系统分布。中梁山背斜茅口灰岩巷道的张开裂缝主要是纵张缝和横张缝，两组交叉，相互勾通，溶洞又沿裂缝分布，故形成缝洞相连的系统，流体在此系统中相互连通。但是由于构造、岩性填充程度的变化，连通系统的范围也是有限的。在缝洞调查中，根据直接看到的产气缝洞之间的干扰、连通和产量变化的规律，查明了在海拔390米及其以上的岩体中(长1公里，宽0.2～0.8公里，高20～60米)共存在3个独立的裂缝系统

(见图 6－21)，其特点分述如后：

Ⅰ号系统：分布在轴线的高点上，以一号溶洞为主体，包括相交叉的横张缝、纵张缝和溶洞等共同组成。Ⅰ号系统打开时压力较高、气量较大，其后打开的裂缝和溶洞虽然也产气，但气量较小，压力较低，并对先打开的缝、洞的产气量有影响，说明缝洞间相互连通。此裂缝系统(图 6－23)长 650 ～ 700 米，宽 60 ～ 70 米。1959 年～ 1965 年采气约 2000 万立方米以上。

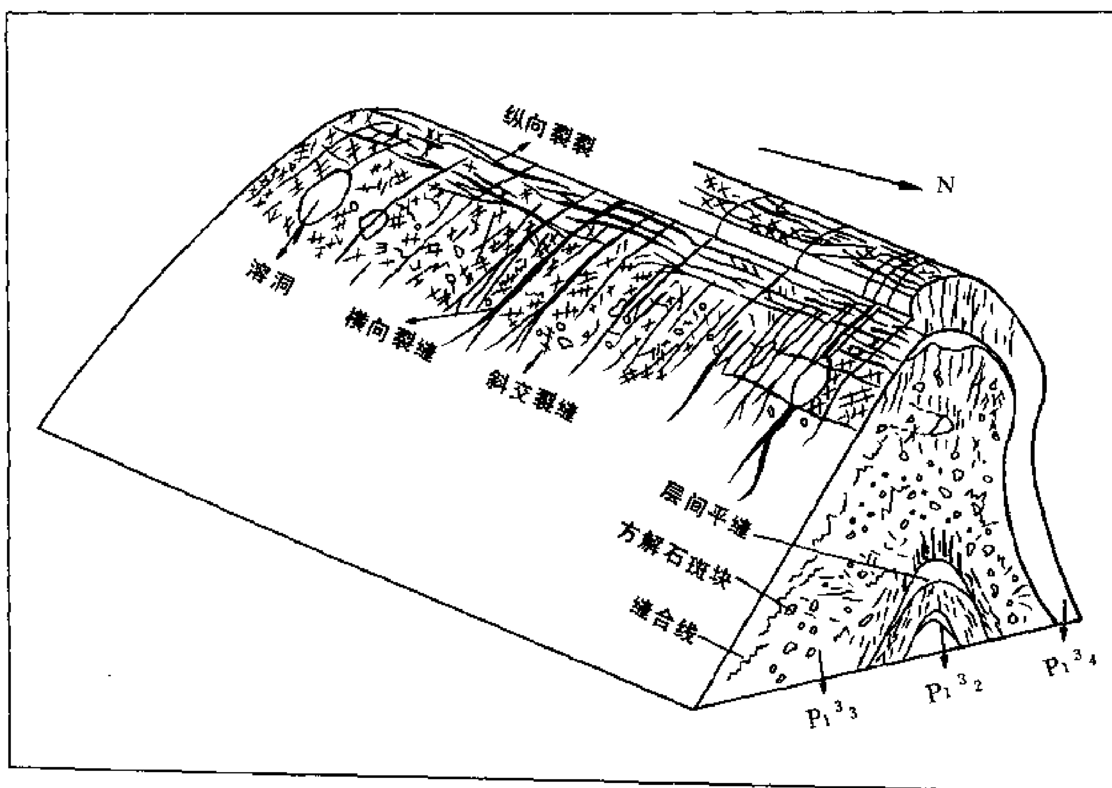



图 6－23　中梁山背斜茅口组缝洞型储渗体的结构模型图

Ⅱ号系统：分布在背斜的南倾没端，附近有一小断层，裂缝的发育可能受断层的影响。裂缝组系主要为纵张缝。长约 130 米、宽 20 米。1960 ～ 1963 年累积产气量为 259 万立方米，以后因产量小而未再统计。

Ⅲ号系统：位于南翼，是一个孤立的小系统。由纵张缝和横张缝组成。1959 年打开时，天然气从纵张、横张和层间缝中涌出。1960 年初测得日产气量 2260 立方米，1961 年气体枯竭，不再产气。总产量未计。

三个系统之间为致密石灰岩带所分隔。致密带中有填充的裂缝和斑块发育，但都未发现张开的裂缝和溶洞。

中梁山煤矿茅口灰岩巷道的缝洞调查结果，对于了解四川盆地下二叠统缝洞型储集层的特征是大有好处的。受构造因素控制的缝洞型生物灰岩储集层模式，可用图 6－24 表示。

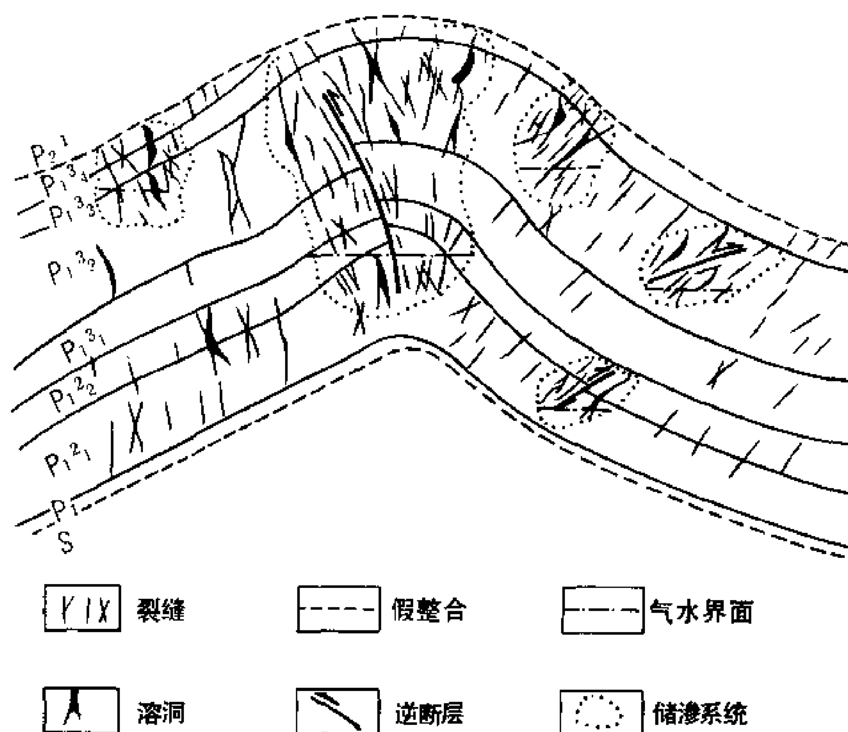



图 6-24 裂缝-洞穴型生物灰岩储集层模式
(四川盆地下二叠统石灰岩储集层)

## 第四节 碳酸盐岩储集层发育的地质因素

影响碳酸盐岩储集层形成和分布的因素，概括起来不外乎有沉积作用、成岩后生作用(包括地下水溶蚀作用)、沉积间断期的风化作用和构造作用等四种。在碳酸盐岩储集层的形成和演化中，这些因素在不同的阶段(有时在同一阶段)能形成不同类型的空隙，先期形成的空隙往往被后期发生的地质作用所继承或改造。这些作用相互联系，彼此制约，控制着储集层的发育和变化。下面先就这些因素对碳酸盐岩储集层的影响分别论述，然后再讨论其间的相互关系。

**一、有利岩相带是碳酸盐岩储集层发育的地质基础**

对于四川盆地从震旦系到侏罗系碳酸盐岩的岩相古地理曾作过大量的研究工作，从事研究的单位有石油部系统、地质矿产部系统和一些院校。单就四川石油管理局而言，从 1954 年起就开始做岩相古地理的研究工作，1961 年和 1980 ~ 1984 年曾进行过系统的研究，如 1980 ~ 1984 年在"四川盆地油气资源评价"研究课题中，四川石油管理局地质勘探开发研究院对全盆地从晚震旦世陡山沱期开始到中三叠世雷口坡期(Tr)的 18 个层系的岩相古地理进行编图和研究。此外，对含油气区和部分油气田的微相分析和研究也做过许多工作。

岩相(或沉积作用)与储集条件的关系，是岩相研究中的一个重要内容。根据以往成果，有以下两点应予注意。

*1. 岩相对储集层的影响*

1)有利于保存的原生孔隙，发育于一些特定的岩相之中。如前面提到暴露浅滩相白云岩、石灰岩至今还存在粒间孔，潮坪藻白云岩还常存在窗格孔等。因为这些岩相的原生孔隙发育，且其上覆岩层常是一些致密封盖层。

2)特定的岩相有助于次生空隙的形成和发育。碳酸盐岩的次生空隙是沉积期后的地质作用对岩石的改造而产生的，即外因(地质作用)与内因(岩性岩相条件)相结合的结果。外部的地质作用只有选择有利于其作用的岩性岩相类型才能产生次生孔隙。如前节提到的礁后砂滩微相砂糖状白云岩的晶间溶蚀孔洞，是淡水选择性地进入生物礁复合体中的礁后砂滩相而发生混合水白云岩化的结果。据研究，成岩早期的礁复合体，只有礁后砂滩微相的胶结作用最弱，残留孔隙度较高，且地貌相对较高，因而是最有利于形成溶蚀孔洞的微相。

3)特定的岩相控制储集层的几何形状。储集层的几何形态指的是有效储集岩体在三维空间中展布的形态。有效储集层只是储集层中的一部分，通常是一些特定的岩相，有时把它们称为储集岩相。不同岩相的储集岩，其几何形态也不相同。如潮坪藻白云岩储集层，多为薄层状或条带状，浅滩相储集层常为透镜状，礁型白云岩储集层常为块状，膏溶角砾白云岩储集层常为不规则层状等。

4)控制储集层在纵横向上的分布。储集层剖面中的储集相在纵向上往往位于海退沉积序列的上部，如$Tc^2_1$—$Tc^1$、$Tc^4_1$—$Tc^3$、$Tc^5_1$、$Tc^4_3$等储集层的浅滩相储集岩体，多呈透镜状出现在储集层的上部层段中；在平面上沿滩体的高部位分布。

*2. 储集岩相的类型*

四川盆地从上震旦统到中三叠统已发现的7套产油气的碳酸盐岩层都属于稳定台地的沉积类型，主要沉积于蒸发海台地、局限海台地、开阔海台地和台缘等浅海环境中。侏罗系产油气的石灰岩层属湖泊相的产物。在这些环境中形成产油气的碳酸盐岩相，有藻坪岩相、藻滩岩相、台内浅滩岩相、台缘滩岩相、台内生物滩岩相、台内生物礁岩相、台缘生物礁岩相以及湖泊介壳滩岩相等8种岩相类型。它们的特征和分布层位列于表6－19中。

**二、成岩后生作用控制次生空隙的形成和分布**

四川盆地碳酸盐岩储集层的年代老，埋藏深，经历的变动次数多，故其成岩后生变化很强烈，作用的种类也很多。常见者有压实作用、胶结作用、白云岩化作用和去白云岩化作用、溶蚀作用、膏化作用及去膏化作用、硅化作用及去硅化作用、填充作用等。这些作用发生于不同的演化阶段，有的是多次发生。

根据沉积物演化过程的表现、作用的类型和特征，结合四川盆地的地史发展，可将成岩后生变化分为六个阶段，即准同生阶段、成岩(或石化)阶段、浅埋藏阶段、古风化阶段、深埋藏阶段、褶皱及其后期阶段等。在每个阶段都可以有几种作用同时产生，有的作用可形成各种次生空隙，而另一些作用又可使先成的空隙缩小以致消失，它们对岩石物性有着不同的影响。图6－25表示了成岩后生作用及其演化阶段与岩石物性三者的关系。图中对岩石物性的影响一栏的“＋”、“－”符号，分别代表对储集层孔隙度和渗透率是增高和降低的影响，有两个并排符号者，表示影响的程度相对较大。由图可见，使孔隙度和渗透率大幅度变低的有压实作用和胶结作用，使其增高的主要有白云岩化、溶蚀、风化和构造破裂作用。关于风化作用和构造作用有待后面专门论述，现对白云岩化和溶蚀作用作一简述。

*1. 白云岩化作用与去白云岩化作用*

白云岩化作用是指灰泥或石灰岩中的方解石、文石或高镁方解石被白云石交代的作用；

**表 6－19　四川盆地碳酸盐岩油气层的储集岩相特征**

| 层位 | 沉积环境 | 储集岩相类型 | 岩性 | 厚度(m) | 空隙类型 | 储集岩形态 | 油气层类型 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| $Jt^4$ | 淡水湖泊 | 介壳滩相 | 介壳灰岩 | 10～25 | 溶蚀孔洞和裂缝 | 不规则层状 | 油、气层 |
| $Tr^3$ | 蒸发海台地 | 藻坪及藻滩 | 隐藻白云岩 | 40～80 | 窗格孔 | 层状 | 气层 |
| Tc | 局限海台地 | 台内浅海 | 粒屑灰岩及白云岩上状白云岩 | 50～100 | 粒间孔 粒内孔 晶间孔 | 透镜状 | 主要气层 |
| Tf | 台缘及局限海台地 | 台缘浅滩台内浅滩 | 粒屑灰岩及白云岩 | 10～50 | 粒间孔 粒内孔 晶间孔 | 透镜状 | 气层 |
| $P_2^2$ | 台缘及开阔海台地 | 台缘礁及台内礁 | 砂糖状白云岩 | 10～50 | 晶间溶蚀孔洞 | 块状 | 气层 |
| $P_1$ | 开阔海台地 | 台内生物滩 | 生物灰岩 | 80～150 | 溶蚀孔洞及裂缝 | 不规则块状 | 主要气层 |
| | | | 砂糖状白云岩 | 5～15 | 晶间溶蚀孔洞 | 块状 | 气层 |
| $C_2$ | 蒸发海台地 | 藻坪及浅滩 | 角砾白云岩，粒屑白云岩 | 10～30 | 各种溶蚀孔洞及裂缝 | 不规则层状 | 主要气层 |
| $Z_2$ | 同上 | 藻坪 | 隐藻白云岩 | 50～120 | 与隐藻有关的孔洞 | 层状 | 主要气层 |

| 地质作用 \ 阶段 | 形成阶段：准同生 | 成岩 | 古风化 | 深埋藏 | 褶皱及其后期 | 对岩石物性的影响：孔隙度 | 渗透率 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 压实 | | | | | | − − | − − |
| 胶结 | | | | | | − − | − − |
| 白云岩化 | | | | | | + + | + + |
| 溶蚀 | | | | | | + + | + + |
| 风化 | | | | | | + | + |
| 填充 | | | | | | − | − |
| 膏化 | | | | | | − | − |
| 去白云岩化 | | | | | | − | − |
| 深岩溶 | | | | | | + | + |
| 破裂 | | | | | | + | + + |

图 6－25　四川盆地碳酸盐岩储集层成岩后生变化与岩石物性关系图

去白云岩化作用是指白云石被方解石交代的作用。

白云岩化作用可使岩石的孔隙度和渗透率增加，从而使致密的石灰岩变为储集性好的白

云岩。其理论是分子取代机制；因为$MgCO_3$的直径小于$CaCO_3$的直径，白云岩化后的岩石体积就要收缩，从而产生收缩孔隙。据计算，体积收缩的数值是12～13%；此外，白云岩化过程中方解石的自溶作用也会形成溶蚀孔，使岩石孔隙度和渗透率增加。从四川地区的实际资料来看，这一理论是正确的，但情况更为复杂。图6－26是根据1个气田的岩芯分析和薄片鉴定资料编制的碳酸盐岩孔隙度与白云石含量的关系图。可以看出，白云岩（指白云石含量大于50%的岩石）的孔隙度一般都大于1.5%，石灰岩（白云石含量＜50%者）

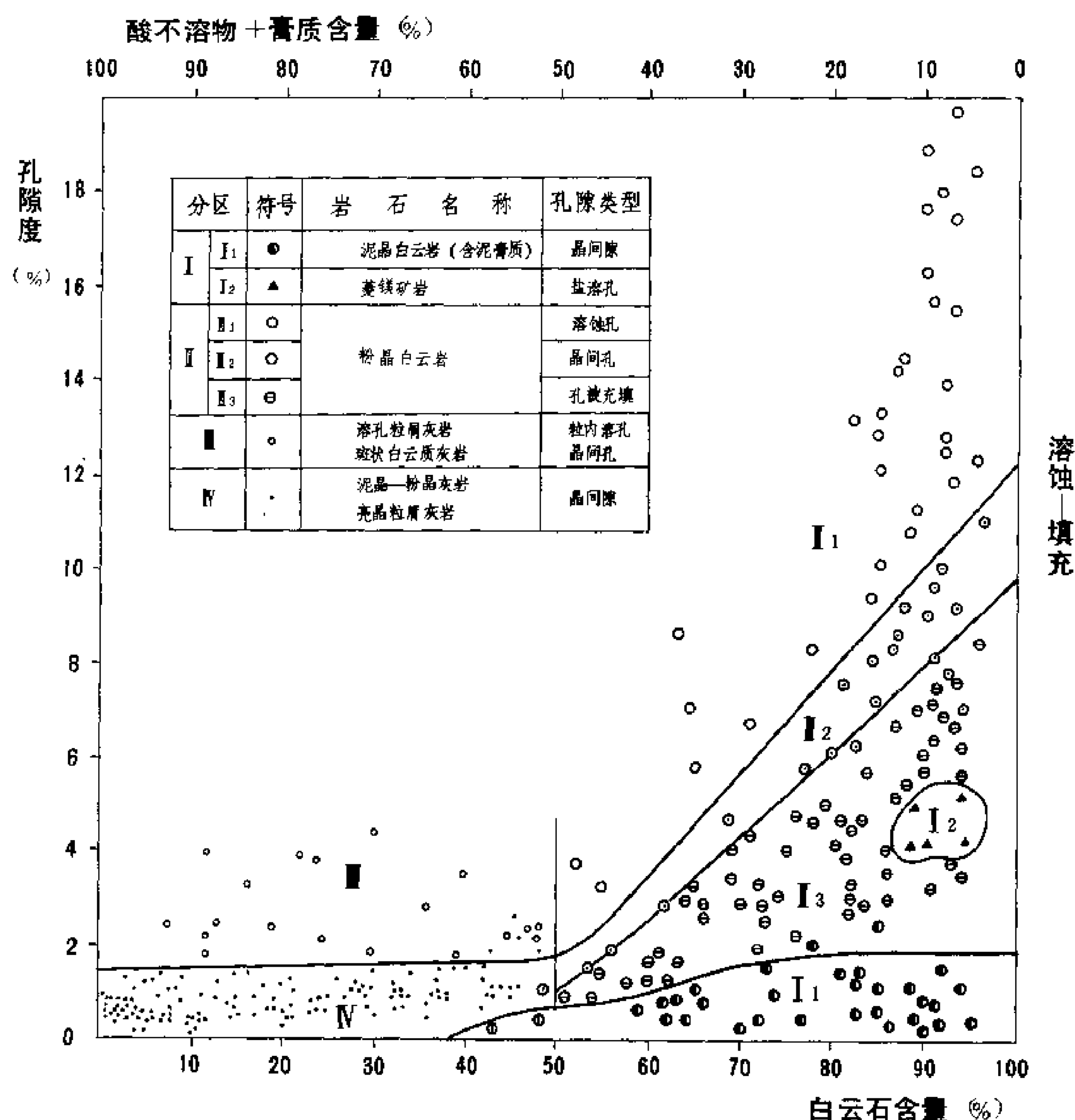



图6－26 碳酸盐岩的孔隙度与白云石含量关系图

（据卧龙河气田下三叠统嘉五段的岩芯资料编制）

的孔隙度一般都小于1.5%；白云岩的孔隙度随着白云石含量的增加而增加。这种统计趋势是对分子交代理论的支持。但是关系图中也有不少例外，如有孔隙度达到3～6%的石灰岩，有孔隙度低于1.5%的白云岩，白云石含量在80%到95%区间的白云岩的孔隙度变化幅度很大等等。造成这些例外的因素有溶蚀、填充和白云岩化时期等三种，均表示在图6－26中。这里仅就白云岩化时期与岩石孔隙度的关系作一些讨论。

在图6－26中把白云岩分为泥晶白云岩（$I_1$类）和粉晶白云岩（Ⅱ类）两类，其岩石物性和岩性特征的明显区别（见表6－20）可用白云岩化时期的不同来作解释。根据表6－20所列特征，认为泥晶（$I_1$类）白云岩是准同生期白云岩化的产物。由于白云岩化时期早，沉积物处于尚未固结的软泥状态，白云岩化所能产生的孔隙在压实作用过程中因无支撑体的保护，就会部分或全部被抵消，变为不具储集性能的致密岩石。粉晶（Ⅱ类）白云岩所具有的特征说明，白云岩化时期是在沉积物已固结或基本固结以后。因此，白云岩化所产生的孔隙有固体支撑而能得以保存，常为较好的储集岩。G.V.奇林加等（1961）在"回流渗滤白云岩化作用"一文中曾指出："白云岩化作用不能使孔隙度提高的唯一时期是沉积物尚未固结的成岩早期"。

**表6－20　两类晶粒结构白云岩的特征对比表**

| 特征＼岩类 | 泥晶白云岩（准同生白云岩化岩类） | 粉晶白云岩（成岩后生白云岩化岩类） |
|---|---|---|
| 白云石晶粒特点 | 他形泥晶，紧密镶嵌，分布均匀 | 半自形—自形粉晶到中晶，分布不甚均匀 |
| 白云石与原始组构关系 | 晶体不破坏原始结构 | 晶体常破坏颗粒和微层理 |
| 酸不溶物含量 | 一般大于5% | 一般小于5% |
| 动物化石 | 无或稀少 | 常见或丰富 |
| 沉积构造 | 毫米纹层，干裂，石膏晶体，虫孔 | 条带状构造，冲刷面，微斜层理 |
| 孔隙类型 | 晶间隙 | 晶间孔，溶蚀孔 |
| 孔隙度 | 一般小于2% | 一般5～8%，最高20% |
| 沉积相带 | 潮上灰泥坪 | 潮间—潮下沙坪、藻坪 |
| 白云岩化时期 | 准同生期 | 成岩—后生期 |

图6－26中的粉晶白云岩又可分为三个亚类，用$Ⅱ_1$、$Ⅱ_2$和$Ⅱ_3$代表。根据岩石薄片和岩石铸体薄片观察的结果发现，$Ⅱ_2$亚类白云岩中主要为晶间孔隙，当白云石含量在50%到60%时，孔隙度只有1～3%；白云石含量增至90～95%时，孔隙度可达10%。孔隙度随白云岩化程度的增加而增加的一条趋势带规律性明显，可表征白云岩化与孔隙度的相关性。$Ⅱ_1$亚类白云岩除晶间孔隙外，还有许多溶蚀孔隙和小溶洞，说明除白云岩化作用之外，还有溶蚀作用的影响，溶蚀作用越强，溶蚀孔洞就越发育，岩石孔隙度就越高。$Ⅱ_3$亚类白云岩，孔隙中有次生矿物填充，使其原有孔隙度变小，为较差储集岩。

由上述分析可见，关于白云岩化作用对岩石物性的影响要作具体分析，才能得到比较接近于实际的认识。同时还应指出，这里讨论的仅限于晶粒结构的白云岩，其他结构和成因的白云岩不受此限制。例如隐藻粘结白云岩是原生的生化作用和准同生白云岩化作用所形成，虽然白云岩化作用时期早，白云石晶粒也很细，但是由于蓝绿藻有边生长边硬化的特点，因而与藻类有成因联系的一些空隙在隐藻格架的支撑下就可保存下来，变为储集岩。又如粒屑白云岩储集层，虽然组成岩石的颗粒（尤其是鲕粒）发生白云岩化的时期也很早（准同生期），但是由于颗粒格架的支撑，原生的粒间孔隙和形成于成岩早期的粒内溶蚀孔隙就可保存下来。根据空隙的成因及其与白云岩化的关系，四川盆地已知油气层中的白云岩储集层可分为五种类型，现将其特征对比于表6－21之中。

**表6－21　四川盆地各类白云岩储集层的特征表**

| 储集层类型 | | 隐藻白云岩储集层 | 粒屑白云岩储集层 | 粉晶白云岩储集层 | 礁型砂糖状白云岩储集层 | 膏溶塌陷白云岩储集层 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 沉积环境 | | 蒸发潮汐带的潮坪 | 潮坪—局限浅海的浅滩 | 局限浅海潮汐带 | 台缘或台内隆起带 | 潮坪及泻湖 |
| 白云岩化阶段及其机理 | | 原生、准同生，生化作用，蒸发浓缩 | 准同生，回流渗透 | 成岩中晚期，回流渗透 | 成岩期，淡水海水混合 | 原生、准生、后生，多种机理 |
| 岩石结构 | | 隐藻粘结结构 | 亮晶鲕粒、砂屑结构 | 粉晶级晶粒结构 | 白云岩化（细—中晶）残余生物结构 | 多种结构（晶粒、颗粒、交代或重结晶残余） |
| 孔洞层特征 | 孔洞类型 | 窗孔，成岩缝洞，溶蚀孔洞 | 粒间孔，粒内孔 | 晶间孔 | 晶间孔，溶蚀孔洞 | 多种溶蚀孔洞 |
| | 孔隙度（%） | 2～6 | 10～20 | 3～12 | 5～10 | 6～7 |
| | 渗透率（$1\times10^{-3}\mu m^2$） | <1 | 10～30 | <1 | 10～15 | <1 |
| | 厚度（m） | 50～100 | 3～5 | 2～5 | 0～30 | 0～15 |
| | 产状 | 层状 | 透镜状 | 不规则层状 | 块状 | 不规则层状 |
| 裂缝类型 | | 成岩缝、构造缝 | 构造缝（可有可无） | 构造缝 | 构造缝（可有可无） | 多种类型（成岩、风化、构造） |
| 储渗类型 | | 裂缝—孔洞 | 孔隙 | 裂缝—孔隙 | 孔洞 | 裂缝—孔洞 |
| 圈闭类型 | | 构造 | 岩性 | 构造 | 岩性 | 岩性、地层、构造 |
| 主要产层 | | $Z_2$，Tr | Tc | Tr，Tc | $P_2^2$ | $C_2$ |

去白云岩化作用一般见于含膏质的白云岩层之中，当石膏或硬石膏岩层遭到溶蚀(古岩溶)，含 $SO_4^{2-}$ 的地下水渗入下伏白云岩层时，就会广泛地引起去白云岩化作用，变为成层分布的次生石灰岩，其特点是结晶粗，常保持白云石晶形，孔隙度和渗透率变低。于川东地区的中石炭统常见到去白云岩化的次生石灰岩，且多分布在剖面的下部和底部。相国寺气田南高点的中石炭统则完全由次生石灰岩组成，厚3 ~ 6 米，其物性比白云岩差。

2. 溶蚀作用

我们把溶解作用、淋滤作用和腐蚀作用统称为溶蚀作用。据对四川盆地碳酸盐岩储集层溶蚀孔洞特征的分析，可将溶蚀作用分为下列三类。

(1)成岩早期(或准同生期)的淡水溶解作用

主要发生在暴露浅滩和生物礁之中。当滩(礁)暴露海面并受到富含$CO_2$的淡水淋滤和溶解时，就会形成各种孔隙。滩(礁)体中的文石或高镁方解石颗粒(如鲕粒、隐藻屑、藻球团粒和软体动物介壳等)对淡水最为敏感、最容易被溶解形成粒内孔隙和铸模孔隙。它们有利于保存，形成储集岩。下三叠统的嘉陵江组和飞仙关组中常见这类孔隙；上二叠统长兴组中也有发现。

(2)古风化期的淋滤作用

古侵蚀面以下的碳酸盐岩层受地表淡水淋滤时，可形成各种溶蚀空隙。在原有孔隙和裂缝的基础上进一步溶蚀扩大，可以形成蜂窝状的溶蚀孔洞和溶蚀裂缝，选择碳酸盐岩中的硬石膏、石膏等矿物溶解，形成膏模孔隙。在上震旦统、中石炭统、下二叠统和中三叠统等储集层的顶部古风化壳中，常见到这些溶蚀孔洞缝。

(3)埋藏阶段的深岩溶作用

碳酸盐岩层被埋藏之后，只要有富含 $CO_2$ 的地下水活动，仍然可以发生溶蚀作用。这里着重对大安寨介壳灰岩中溶蚀孔洞的成因作一分析。

川中油气区的侏罗系自流井群大安寨组，由黑色页岩和介壳灰岩组成，前者为生油岩，后者为储集岩。介壳灰岩中储集空隙主要是裂缝，溶蚀孔隙和小溶洞。以其产状划分，可划分为千层饼状的层裂缝(或称平缝)、沿层裂缝发育的串珠状溶蚀孔洞、构造裂缝(多为立缝和斜缝)和沿构造裂缝发育的溶蚀孔洞等四种。这些溶蚀孔洞和裂缝都对原始颗粒(介壳)和胶结物有溶解和切割的迹象，因而都应属于次生空隙。据露头、岩芯和薄片观察以及油气层对比的分析研究，认为这些溶蚀孔洞不是由于成岩早期淡水溶解作用所形成的，而是沿裂缝壁溶蚀而形成。也不是古风化期淡水淋滤的产物，因为大安寨层未遭受明显的风化剥蚀。因此，只可能是深岩溶作用的产物。据其与裂缝的关系可分为两期：沿层裂缝发育者，为压实—成油期的溶蚀孔洞；沿构造裂缝分布者，为褶皱期的溶蚀孔洞。

沿层裂缝分布的孔洞多为扁平状(实际上是缝壁局部溶解扩大而成)，孔洞内填充物很少，被构造裂缝切割，说明其形成时间较早。构造裂缝溶蚀孔洞也与此相似，但规模较大(多半是小溶洞)。二者延伸方向多垂直相交。分析它们的成因，最为关键的问题是认识地下水溶液的来源。从储集层所处的地质条件看，这种水应来自黑色页岩中，因为与介壳灰岩相间互的黑色页岩的厚度大约是介壳灰岩的 4 ~ 5 倍，水源是丰富的。在黑色泥质沉积物的压实、油气生成和地层褶皱运动的挤压过程中，所含的水溶液都可以被挤压出来。由于黑色页岩的有机质含量高，压实水和挤出水都为富含有机酸的水溶液，对碳酸盐岩有较强的溶蚀性，特别是生油过程中脱羧基作用生成的富含 $CO_2$ 的酸性水，对石灰岩的溶蚀性更高。其次是了解压实水和挤出水的流向问题。我们知道介壳灰岩固结的时间比页岩要早，压实程度

相对也较低。在压实过程中由于差异压实而引起层间滑动的牵引力，会使脆性的介壳灰岩产生水平裂缝。从地应力场来分析，介壳灰岩的压实程度低，且压实过程中又有裂缝的产生，因而处于低压应力的环境，而高压应力环境中黑色页岩的压实水就会进入介壳灰岩中，并且沿着裂缝流动和溶蚀缝壁，形成串珠状的溶蚀孔洞。随后，生成的油气进入其中，成为有效的储集空间。

四川盆地的褶皱作用主要发生在喜山期。当脆性的介壳灰岩受到侧向挤压力时，产生与层面垂直和斜交的构造裂缝，并形成低压应力环境，具高势的黑色页岩的挤出水就会进入介壳灰岩中，并沿新产生的构造缝流动，溶解缝壁而形成沿构造裂缝发育的溶蚀孔洞。

根据地下水的来源，可以将深岩溶孔洞分为压实水溶蚀孔洞、脱羧基作用水溶蚀孔洞和构造挤压水溶蚀洞三亚类，但前两亚类在储集层中不易区别。

构造挤压水溶蚀孔洞在下二叠统生物灰岩储集层中占有重要地位。在重庆市中梁山煤矿下二叠统茅口灰岩的地下坑道壁上，常看到沿构造裂缝壁溶蚀扩大而成的洞穴，在两组裂缝的交叉处，洞穴的规模大、数量多，有的洞穴容积大于2000立方米。在钻进中，钻具放空、洗井液突然大量漏失，都被认为是这种溶洞的反映，因为在这类显示层段的岩芯和岩屑中常见到洞壁溶蚀的痕迹，以及晶体粗大的马牙状填充物，且显示井多分布在构造裂缝发育部位。当然小尺度的放空和井漏也可能是裂缝的反映，从该层的地质条件看，也有形成构造挤压水溶蚀孔洞的条件。因为下二叠统生物灰岩质纯性脆，构造裂缝发育；上覆的上二叠统龙潭组含煤地层，泥质岩厚达百余米。地层褶皱时，具高势的泥质岩挤出水就会向石灰岩层中构造裂缝发育的低压应力带流动，形成溶蚀孔洞。

三叠系嘉陵组、雷口坡组和上二叠统长兴组的碳酸盐岩储集层中，也见到深岩溶孔洞。

**三、沉积间断期的风化作用控制古风化壳型储集层的形成**

沉积间断期的重要标志就是在上下两套地层之间存在着一个不整合面。这里仅就古风化作用对不整合面以下的碳酸盐岩储集层的影响进行一些讨论。

古风化作用可使碳酸盐岩产生各种空隙，如① 由于地层被剥蚀和地壳抬升，当脆性的碳酸盐岩的地静压力减小时，可以产生卸压裂缝；② 当碳酸盐岩层受物理风化和塌陷作用的影响时，可产生风化型裂缝和角砾支撑的孔洞；③ 碳酸盐岩层受淡水淋滤时，可形成各种溶蚀孔洞或使原有空隙的规模扩大。这些空隙的产生使岩层的储集性能得到改善，是古风化作用对碳酸盐岩储集层建设性的贡献。古风化作用也有破坏性的一面，表现在：① 使储集层的厚度变薄或缺失；② 上覆层的沉积物或剥蚀层的残积物填堵空隙。在建设性超过破坏性时，就可以使储集性能得到不同程度的改善，变为储集层，我们将这种储集层称为古风化壳型储集层。古风化壳指储集层受风化作用影响的层段，一般位于储集层的顶部和上部。在古风化壳中发育有风化成因的空隙而具备储集条件时，即称为古风化壳型储集层。

古风化壳型储集层的形成与岩性的关系密切。岩性不同，风化作用的结果也有很大差别。从四川盆地已发现储集层的岩类组合分析，可分为三种情况：① 石灰岩古风化壳储集层。由致密石灰岩组成，由于原来的孔隙度和渗透率低，因而风化作用产生的空隙主要是沿裂缝溶蚀的孔洞，如下二叠统生物灰岩储集层；② 白云岩古风化壳储集层。由于白云石晶间孔和先成的孔隙较发育，因而风化作用产生的空隙主要是孔隙性的溶蚀孔隙和小溶洞，常呈蜂窝状产出，如上震旦统顶部和中三叠统雷口坡组的白云岩储集层；③ 碳酸盐岩-膏岩古风化壳储集层，在不整合面之下，形成膏溶塌陷角砾状碳酸盐岩储集层，如川东气区的中石炭统储集层。

四川盆地地壳活动的次数多，古风化壳型储集层的层数不少。但目前发现的具工业性油气产能者只有4层，现将其特点对比于表6－22中。

表6－22　四川盆地古风化壳型储集层的特征

| 时代 | 地壳运动名称 | 不整合面性质 | 地层顶面层位及其相差厚度（m） | 古风化壳特征 | | | 对改善储集性能的作用 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | 岩性 | 厚度（m） | 风化作用形成的空隙类型 | |
| Tr末期 | 印支运动晚幕 | 平行不整合，龙门山区为角度不整合 | $Tr^4$～$Tc^3$相差达1500 | 泥晶白云岩及隐藻白云岩 | 200 | 孔隙性溶蚀孔洞层，主要选择膏质填充物溶蚀 | 重　要 |
| $P_1$末期 | 东吴运动 | 平行不整合 | $P_1{}^3{}_4$～$P_1{}^3{}_2$，相差达200 | 生物灰岩 | 100左右 | 裂缝性溶蚀孔洞 | 有一定作用，局部地区较重要 |
| C末期 | 云南运动 | 平行不整合 | $C_2$，相差可达80 | 膏溶角砾岩 | 3～60 | 各种溶蚀孔洞及风化裂缝 | 很重要 |
| $Z_2$末期 | 桐湾运动 | 平行不整合 | $Z_2$上部，相差可达400 | 白云岩 | 40～50 | 孔隙性溶蚀孔洞、断层带溶蚀缝洞 | 较重要 |

下面以威远气田下二叠统的钻探资料来说明石灰岩古风化壳储集层的特征。威远气田钻达和钻穿下二叠统的井共100多口，井距1～2公里。选用下二叠统最上部$P_1{}^3{}_4$层编制了残余厚度等值线图，以了解局部地区地层剥蚀幅度变化的情况。对不整合面以上的上二叠统龙潭组的岩性变化作了对比，以了解侵蚀古地貌对上覆层沉积作用的控制。分析古地貌的形态，以推断古裂缝展布的势态。同时对钻井的显示和测试进行分析，以了解古风化作用对储集层改造的影响。分析研究的成果表示在图6－27中。

由图6－27可以看出，$P_1{}^3{}_4$层的残余厚度东部为20～30米，在威89井西南的威18井，残余厚度117米，反映为一向东倾的古斜坡。其中位于威50、73、14井一线，$P_1{}^3{}_4$残余厚度最小，有的井已荡然无存，甚至剥蚀至其下伏层$P_1{}^3{}_3$的顶部，形成一条近于南北向展布的溶沟，如以残余20米为界，溶沟宽度2～4公里。位于溶沟内的井，龙潭组（$P_2{}^1$）底部地层增厚，大于沟外井的同层厚度20～35米，显示了沉积补偿作用。而且沟内许多井$P_2{}^1$底部有玄武岩层，最厚可达10余米，它是早二叠世末期岩浆喷发的产物，岩熔流可能沿低洼带流入本区的溶沟中。溶沟形态呈锯齿形，残丘呈弯月形，可能是古风化作用追踪北东向和南西向两组古裂缝侵蚀扩大而造成。在威2井$P_1{}^3{}_4$底部，钻进中发现有$P_2{}^1$黑色泥质岩，可能是沿溶蚀漏斗贯入而形成。从钻井显示和测试资料分析，位于溶沟两侧的井，有的在钻进中有放空和漏失显示，有的在测试中获气流，储集性能较好。说明古风化阶段储集层的上部处于渗流带环境，溶蚀孔洞较发育；其下为潜流带环境，溶蚀孔洞发育差。我们将潜流带这一层段内的储集层称为古风化壳型储集层。还应当指出，下二叠统除受古风化作用影响外，还受褶皱阶段的构造作用和深岩溶作用的影响，古风化壳内的空隙应是多成因叠加组成。

四川盆地加里东运动沉积间断期所经历的时间最长、影响全盆地、剥蚀地层包括寒武系、奥陶系和志留系（图6－28），是一个远景良好的古风化壳型储集层，但目前进行钻探尚少，值得今后进一步研究。从威远气田的钻探资料看，下奥陶统罗汉坡组为膏质、白云质砂岩，中

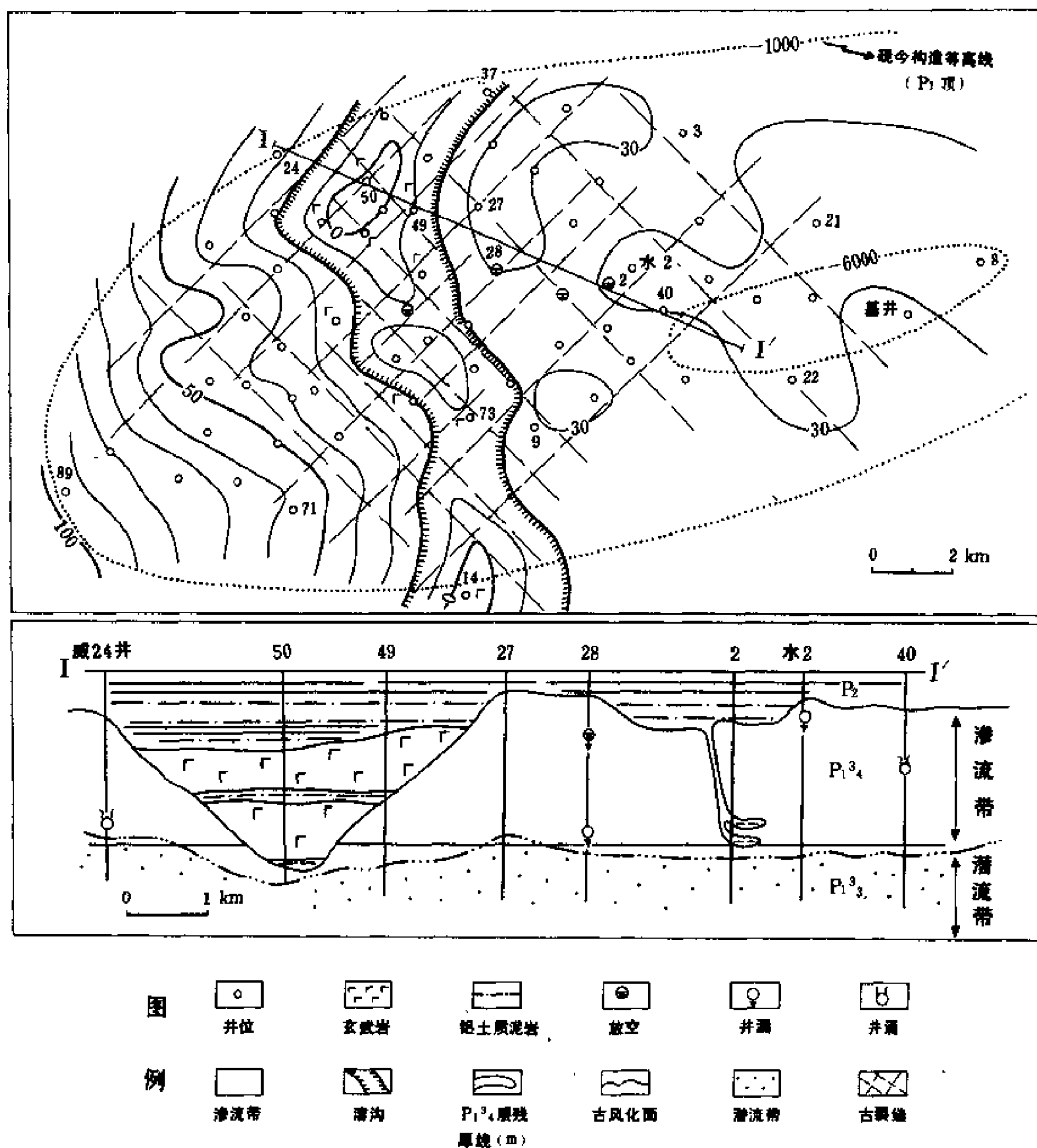



图6－27 威远气田下二叠统顶部古风化壳型储集层特征

上寒武统洗象池组夹有膏质白云岩，下寒武统遇仙寺组也有膏质白云岩层。在威远气田的这些岩层系以上，有下奥陶统大乘寺组和下志留统的黑色页岩层覆盖，未形成古风化壳型储集层。如果这些岩层处于古风化壳位置，易溶的石膏质被清洗，就可以形成良好的储集层。从图6－28可见，在四川盆地中部这些层系暴露的面积很广，是今后勘探风化壳气藏的一个重要目标。

## 四、构造作用控制裂缝带的分布

本章第二节中已指出："储集层中起渗滤作用的主要是构造裂缝"。这是因为碳酸盐岩储

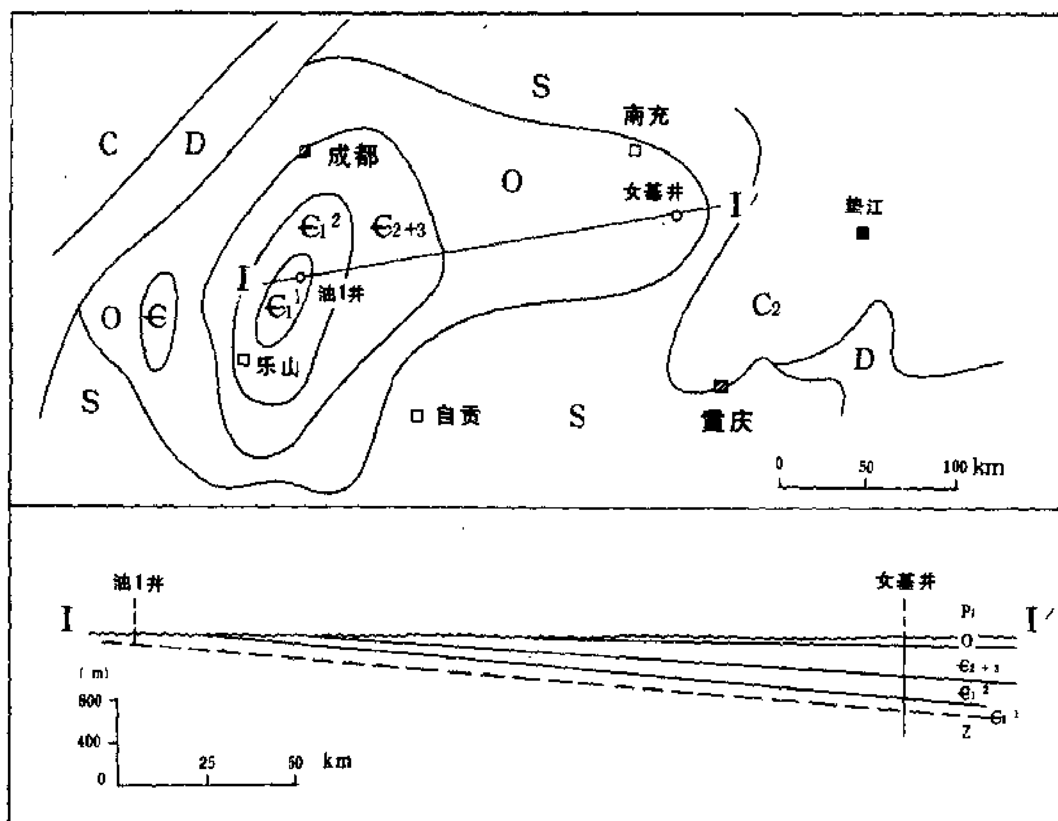



图 6－28　四川盆地中部地区二叠系沉积前古地质图

集层中孔洞层段的渗透率很低，需要裂缝的匹配才能提高其产能。而各种裂缝中又以构造裂缝形成的时间较晚，有效性好、数量大、组系多，因而能构成连通范围大和渗透性好的渗滤系统，成为主要裂缝类型。

四川盆地储集层中的构造裂缝主要形成于地层褶皱期，可分为区域裂缝和局部构造裂缝两大类。区域裂缝是地层褶皱之前由区域构造应力所产生的，通常称为“X”型节理。川中油气区大安寨油层中，这种裂缝有重要作用，因为裂缝－溶蚀孔洞型油层的产能不受局部构造控制。局部构造裂缝往往又简称为构造裂缝，按其分布的局部构造单元又可分为背斜构造裂缝、断层构造裂缝、鼻状构造裂缝、膝状构造裂缝等。背斜构造裂缝最为重要，因为四川盆地的气藏主要为背斜圈闭类型。局部构造裂缝的分布规律，除本章第三节裂缝性石灰岩储集层那一段中有论述外，还将在第八、九、十章中举例说明，故这里不再赘述。

**五、以空隙演化为核心，综合评价储集层**

由于碳酸盐岩储集层的形成是受多种地质因素所制约，所以对其评价和预测应采用综合分析的方法。但是，综合评价不能采取把各种单一因素简单叠加的方法，而要研究它们之间的内在联系。研究储集层空隙发育和演化历史，就可以了解各种因素对储集层的具体影响。

从四川盆地的地质历史发展来看，目前已发现的碳酸盐岩油气储集层都经历了沉积、成

岩后生、深埋藏和地层褶皱等4个阶段，有的还经历了古风化阶段。每一阶段中的多种地质作用对空隙的发育均有不同的影响，其中有些可促使空隙形成和发展，而另一些则可能使空隙减小或消失。同时，对于不同岩相的储集层，相同的建设作用和破坏作用所产生的结果也有差异。但是建造（岩相）与改造（地质作用）之间、建设性作用与破坏性作用之间总是相互联系，彼此制约的，只要详细地研究储集层的演化历史，就可以总结出空隙发育的控制因素及其变化规律。现以威远气田上震旦统白云岩储集层为例加以说明。

上震旦统白云岩储集层的岩相为蒸发潮坪环境的产物，白云岩的结构主要是隐藻粘结结构，其次是晶粒结构和粒屑结构，厚650米。在其沉积后所经历的6亿多年的地质历史中，一直深埋地腹，但埋藏深度变化频繁（图6－29）。震旦系沉积之后，四川盆地发生过7次大的构造运动，前6次在威远地区均是造陆运动，最后一次是造山运动，使地层褶皱。根据地层厚度和剥蚀厚度，可以计算出储集层埋藏深度的变化，即图6－29中"$Z_2$底埋深线"。埋深从几百米到七千多米，升降十多次，可说是"七下六上"，目前埋深3000米左右。沉积物经历了沉积、成岩、古风化、埋藏和地层褶皱等5个阶段。据有机地球化学研究，沉积物中的有机质在志留纪开始生油，侏罗纪时为生油高峰期，早白垩纪以后变为干气。有机质的

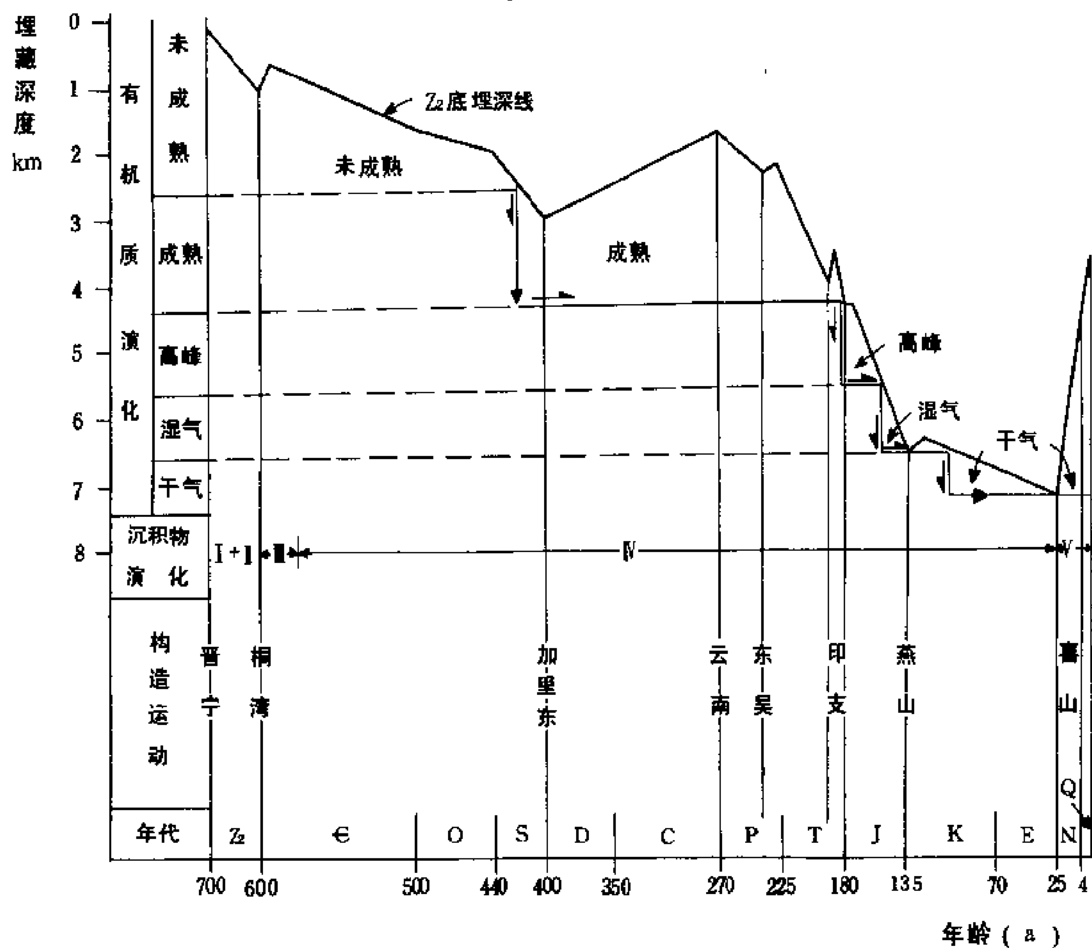



图6－29 威远气田上震旦统沉积物、有机质及构造演化图

（图中沉积物演化中的I、II、III、IV、V分别对应于图6－30中5个演化阶段）

演化对空隙的发育也有影响。

图 6－30 表示了各演化阶段的主要地质作用及其对空隙发育的影响。图中向上的箭头表示对空隙有建设性的作用，向下者表示破坏性的作用。各阶段的空隙类型、平均空隙度的变化是根据地面露头(乐山县范店乡铁路隧道和露头)、井下岩芯、薄片鉴定和岩石物性资料等综合确定的。其中，目前储集层平均空隙度(1.91%)是根据岩芯分析和岩芯裂缝统计资料得到的。各阶段的空隙度变化则是对分类空隙的面空隙率和胶结物含量等计算而得。如成岩空隙度为 10%(图中由 40% 增为50%)，是对这类空隙统计的平均值。又如成岩期空隙度降低 45%(由 50% 降为5%)，是根据不同岩类胶结物的平均含量和厚度以及借鉴现代沉积物压实系数等计算出的。原始孔隙度是根据现今孔隙度往回逐阶段倒推计算而得到的，并与已发表的现代沉积物的分析资料作了比较。根据储集层演化分析和所编的图 6－30，可以得到以下几点认识：

1）岩石空隙度在地质历史的演化中虽然是“波浪式”的有升有降(升 5 次，降 4 次)，但总的趋势是空隙度随着时间的推移而不断地降低，由原来的 40% 降至目前的 1.91%。

2）引起空隙度降低的因素很多，但其中最主要者是胶结作用。根据薄片鉴定和岩芯观察，隐藻粘结白云岩和粒屑白云岩的胶结物平均含量约为 30%，即岩体中约有 1/3 是由胶结物组成。除成岩胶结物外，各时期都有矿物的沉淀和填充空隙。

3）各个阶段中都有不同的地质作用形成各自的空隙类型。沉积阶段形成的主要是孔隙，褶皱阶段形成的主要是裂缝，成岩、风化和埋藏阶段孔隙、洞穴和裂缝都有，但以洞穴为主。

4）每个阶段形成的空隙虽然都被填充，空隙度不断地降低，但都不同程度地被保存下来，并以不同产状分布于储集层中，构成如图 6－30 右上方的储集层结构模式。

5）上震旦统白云岩储集层是受多种因素所制约，进行储集层的评价，就要对沉积相、成岩作用、古风化作用、深岩溶作用和构造作用等因素进行综合分析。

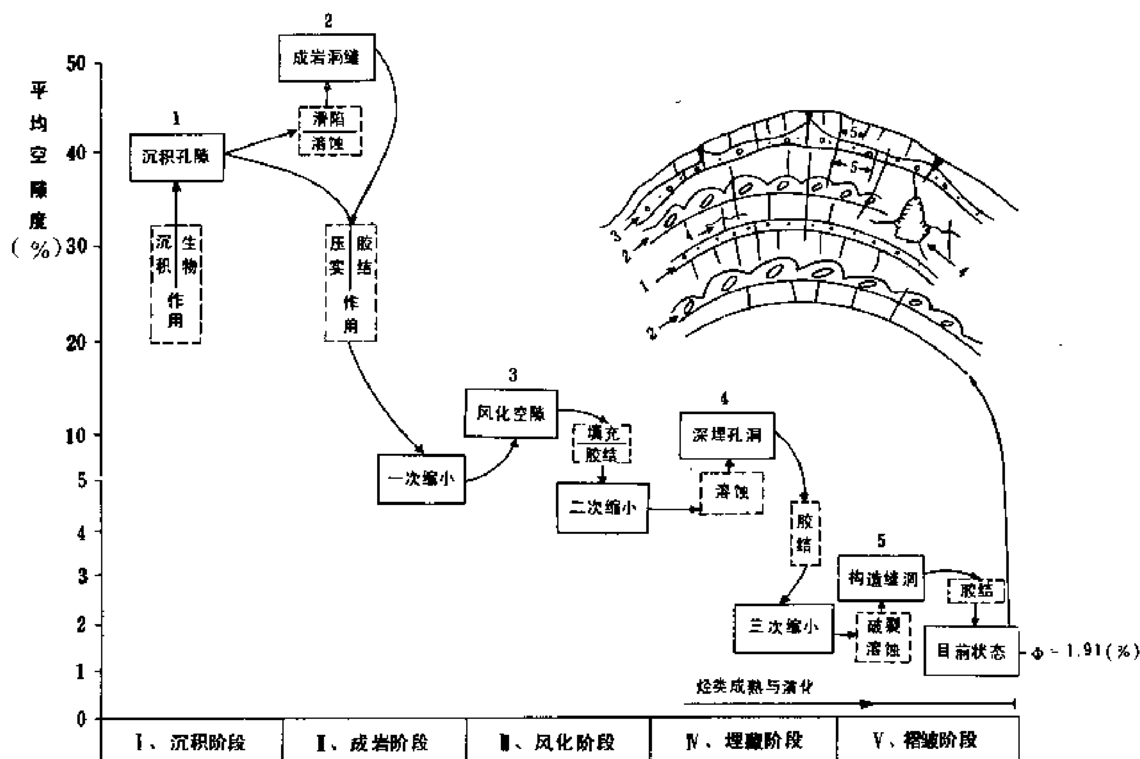



图 6－30　威远气田上震旦统储集层空隙演化图

# 第七章 水 文 地 质

## 第一节 油气田水的水化学特征和分布规律

在四川盆地，随着石油和天然气的钻探与开发，对不同层系油（气）田水的水化学特征取得了丰富的资料。现已证实，含水层在纵向上和含油气层一样，也具有多层系的分布特点。现将各个含水层系的油（气）田水化学特征自上而下记述如后。

**一、白垩系**

目前未见油气流。但据盐井资料，在盆地西南部彭山、眉山一带，于地下 20 ～ 60 米产硝卤。分布较局限，各井产量不等，高者日产水可达数立方米，主要系由上白垩统灌口组中下部钙芒硝溶蚀而成，钙芒硝层单层最大厚度 2 ～ 3 米。地下水矿化度最高可达 200 克／升，最低者仅 50 克／升，为 $Na_2SO_4$ 型水，$Na^+$ 和 $SO_4^{2-}$ 是主要成分，无 $Ba^{2+}$。绵阳一带也有许多白垩系的盐井，井深 200 余米，地下水矿化度在 100 克／升以上，最高 160 克／升，为 $CaCl_2$ 型水，与彭山、眉山的完全不同。

**二、侏罗系**

蓬莱镇组　从川中向川西北梓潼向斜逐渐下倾的区域倾斜带上，蓬莱镇组分布稳定，以厚层砂岩与泥岩呈不等厚互层。过去在三台、盐亭、蓬溪、南部间和安岳地区曾凿有许多蓬莱镇组的盐水井，个别井中还见到了天然气。盐井深度一般在 200 米左右，产水量较小，一般单井日产水量不超过 500 升。地下水矿化度受埋藏深度影响较大，在蓬溪、南部一带较高，为 73 ～ 132 克／升，最高可达 180 克／升，Na/Cl 系数 0.79 ～ 0.83，平均在 0.8 左右，多为 $CaCl_2$ 型水。安岳地区地层水矿化度相对偏低，一般在 50 克／升以下，除 $CaCl_2$ 型水外，还有 $MgCl_2$ 型水，少数井中含有 Br，最高含量 54 毫克／升。本组地层水中 $Mg^{2+}$、$SO_4^{2-}$ 含量较侏罗系其它各层都高，无 $Ba^{2+}$。

沙溪庙组　除华蓥山以东地区因受北东向高陡背斜分割而仅在向斜区呈槽型盆地存在以外，盆地内其余地区都有分布。沙溪庙组过去曾钻过一些盐井，在川中龙女、广安、营山等地还产过少量原油。其地层水的最大特点是距地表很浅即可遇到变质程度很高的 $CaCl_2$ 型水，特别是在川中地区更为突出。位于岳池廖家石坝龙女寺背斜东倾没端的龙浅 14 井，在井深 150 米左右钻遇盐水层，地层水的矿化度为 34.2 克／升，Na/Cl 系数 0.36，为 $CaCl_2$ 水型。说明地表渗入的淡水带很薄，一般在数十米以下，即直接进入封闭型的盐水层。

在川中钻探沙溪庙组浅油层的井深多在 600 米以上，单井日产水量一般小于 1 立方米，最大者不超过 5 立方米。矿化度一般为 20 ～ 70 克／升，最高 103 克／升，矿化度的高低与埋藏深浅有关，埋深在 300 米以上的水层其矿化度一般以低于 50 克／升者居多。Na/Cl 系数 $<0.5$，最低的为 0.2 左右。

威远背斜北缘和大足、铜梁等地亦有本组盐水井，现多已废弃。一般井深在 100 米左右，水性特点与川中所见者相同，为 $CaCl_2$ 型水，矿化度以 25 ～ 60 克／升居多，最高 77 克／升，Na/Cl 系数 0.44 ～ 0.75。

沙溪庙组的含水层为间夹在紫红色泥岩中的透镜状砂岩体，纵向上呈多个带状含水层，被泥岩不透水层隔开。横向上分布不稳定，彼此间互不连通，结果造成地下水处于完全封闭的停滞状态。水的变质程度很深，$Ca^{2+}$、$Cl^-$ 含量特别高，以川中地区为例，$Ca^{2+}$ 含量为 50.5 ～ 77.2%，$Cl^-$ 含量为 98.4 ～ 99.9%。有微量 $SO_4^{2-}$，无 $Ba^{2+}$。微量元素含量，I 为 3 ～ 17 毫克／升，Br 为 3 ～ 207 毫克／升，Cl/Br24 ～ 624。

自流井群　地层出露和埋藏的状况与沙溪庙组相近，在盆地周缘和川东南平行背斜带间主要为一些分割的小型盆地；在华蓥山至龙门山间深埋地腹，构成一个统一的较为完整的盆地。自流井群是川中油区的主要产油层系，埋深 1500 ～ 2000 米以下，自上而下凉高山、大安寨、东岳庙等油层彼此间被紫红色厚层泥岩夹层隔开，各成独立的单元。在川中自流井群油藏没有明显的边水和底水呈片分布，多是一些局部的零散的夹层水。如大安寨油层产水地区主要是蓬莱镇油田、桂花油田；凉高山油层主要是南充油田，其它地区仅零散见到。水产量一般不大，单井日产水多在 1 ～ 3 立方米，个别井也有超过 10 立方米以上者。水化学性质比较稳定，无论是纵向上几个油层之间的对比，或同一油层的横向变化都不大。凉高山油层水的矿化度为 102 ～ 220 克／升，$Cl^-$ 含量 63 ～ 135 克／升，Na/Cl 系数 0.66 ～ 0.69；大安寨油层水的矿化度为 89 ～ 231 克／升，$Cl^-$ 含量 55 ～ 142 克／升，Na/Cl 系数 0.68 ～ 0.73；东岳庙油层水的矿化度为 128 ～ 231 克／升，$Cl^-$ 含量 64 ～ 142 克／升，Na/Cl 系数 0.67 ～ 0.70。如果说 3 个油层之间有些微弱差别，那就是大安寨油层水中 $Mg^{2+}$ 含量稍高，而 $Ca^{2+}$ 含量稍低。3 个油层水的共同特点是无 $SO_4^{2-}$，有 $Ba^{2+}$，且 $Ba^{2+}$ 含量一般为 1500 ～ 2200 毫克／升，最高达 3602 毫克／升，最低为 215 毫克／升。微量元素含量 I 为 12 ～ 34 毫克／升，Br 为 668 ～ 1684 毫克／升，Cl/Br 72 ～ 173，B 为 6 ～ 82 毫克／升。

自流井群含水零散与储集层岩性致密有关，石灰岩与砂岩的储渗空间主要是裂缝和岩溶孔洞，横向连通条件差，所以水的富集程度变化较大。如据华蓥山西麓沿大安寨油层地表露头向西倾斜的单斜层上所钻斜井资料，在 450 ～ 650 米以上井段基本上是地表渗入的淡水，矿化度 1 克／升左右，为 $NaHCO_3$ 型水，日产水量 1 ～ 30 立方米，向下至 1050 ～ 1200 米井段很快出现 $CaCl_2$ 或 $MgCl_2$ 型水，矿化度 17.4 ～ 26.2 克／升，$Cl^-$ 含量 9.8 ～ 15.4 克／升，Na/Cl 系数 0.86 ～ 0.99（表 7－1）。反映了地表渗入水范围局限，向下很快为封闭性较好的盐水代替。其次是朝盆缘方向岩性侧变为以泥岩为主，石

**表 7－1　华蓥山西麓自流井群斜井水性分析数据表**

| 井号 | 层　位 | 出水井深 (m) | 矿化度 (g/L) | $Cl^-$ 含量 (mg/L) | Na/Cl | 水型 | 测试结果 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 华 35 井 | 下沙溪庙组一大安寨油层 | 112 ～ 350 | 0.83 | 8 | 44.64 | $NaHCO_3$ | 产水 22.0$m^3$/d |
| | 大安寨油层 | 369 ～ 433 | 1.11 | 158 | 3.01 | $NaHCO_3$ | 产水 22.3$m^3$/d |
| 华 29 井 | 大安寨油层 | 629 ～ 639 | 0.69 | 61 | 3.58 | $NaHCO_3$ | 产水 9.5$m^3$/d |
| | 大安寨油层 | 629 ～ 721 | 1.04 | 18 | 24.04 | $NaHCO_3$ | 产水 24.0$m^3$/d |
| 华 11 井 | 凉高山油层 | 1053 ～ 1063 | 17.47 | 9834 | 0.86 | $CaCl_2$ | / |
| | 大安寨油层 | 1069 ～ 1103 | 26.24 | 15458 | 0.96 | $CaCl_2$ | / |
| 华 12 井 | 凉高山油层 | 1092 ～ 1100 | 1.86 | 988 | 0.81 | $CaCl_2$ | / |
| | 大安寨油层 | 1195 ～ 1216 | 24.16 | 13900 | 0.99 | $MgCl_2$ | / |

灰岩、砂岩层次减少减薄，或相变为泥质灰岩，缺乏外来水的补给。现在所见到的夹层水应是原来沉积时残留下来的封存水，故而变质程度偏高，水性比较稳定。

三、三叠系

须家河组（香溪群） 在华蓥山以西保存比较完整且深埋地腹，构成了一个单独盆地。在川东等地因受构造、地层出露等因素影响，只在向斜区呈零星的小型盆地存在。须家河组由厚层砂岩和泥岩、页岩间互组成，是盆地内一个重要的含油气层系，同时产水也很普遍。含水层主要是厚层砂岩，纵向上有多个含水单元，如香二（$Th^2$）、香四（$Th^4$）、香六（$Th^6$）等。单井日产水量较高，一般在数十立方米，也有数百立方米或上千立方米者，如蓬莱镇构造蓬基井在井深2222米香四段钻遇高压盐水层，初期每日喷出盐水在3000立方米以上。产水量大小和裂缝发育程度关系密切。

须家河组（香溪群）地层水除在邻近地表水渗入区有$NaHCO_3$等水型以外，主要是$CaCl_2$型。水的矿化度最高地区在川中龙女、磨溪、安岳、蓬莱、南充等地，以香二单元为例，变化范围在204～296克/升之间，Na/Cl系数0.65～0.77。向川西及威远背斜方向水的矿化度逐渐下降，Na/Cl系数相对增大，显示出有规律的变化。在八角场、老关庙一带矿化度为138～154克/升，Na/Cl系数0.76～0.81。自流井凹陷矿化度为42～189克/升，Na/Cl系数0.78～0.81。过龙泉山以西矿化度为73～120克/升，Na/Cl系数0.78～0.92。中坝气田须二段矿化度为42～66克/升，Na/Cl系数0.84～0.92。到了靠近盆地边缘露头区的海棠铺和河湾场构造，已属地表渗入水侵入带，水的矿化度骤减至10～20克/升左右或更低，Na/Cl系数>1，水型也变为$NaHCO_3$型。香四单元有和香二单元相似的变化特点，水的矿化度仍以川中最高，为151～198克/升，Na/Cl系数0.70～0.75。

川南泸州，合江一带包括石龙峡背斜以东，自成一个独立的盆地。除在青山岭背斜带和华蓥山帚状背斜带北侧有$NaHCO_3$等其它水型以外，主要是$CaCl_2$型。但水的矿化度变化幅度较大，香二单元为29～119克/升，Na/Cl系数0.76～0.91，香四单元为34～74克/升，Na/Cl系数0.84～0.89。

川东地区香溪群沿背斜带多已被剥掉，因而分割形成为多个小型向斜盆地。其中有的向斜盆地受来自两侧高陡青斜翼部自流斜地的地表渗入水影响，主要产淡水。如福成寨、张家场等局部构造，经钻探证实水的矿化度很低，小于1～3克/升，主要为$NaHCO_3$型水。不过在一些范围较广阔的盆地中仍有封闭性较好的$CaCl_2$型水。如新市构造5号井在钻达香溪群时清水外溢，日产水12～60立方米，矿化度为63克/升，Na/Cl系数0.87，属$CaCl_2$型，在邻近其北侧的卧龙河构造已证实有香溪群气藏。

香溪群水化学特征的最大特点是矿化度高，含$Ba^{2+}$、无$SO_4^{2-}$，川中地区$Ba^{2+}$含量一般为1000～2000毫克/升，最高4376毫克/升，最低393毫克/升。微量元素含量（以川中为例）I为22～65毫克/升，Br为584～1747毫克/升，Cl/Br 75～278，B为29～255毫克/升。

雷口坡组 受印支期剥蚀影响，在盆地内各处保存的层位和厚度变化较大。雷口坡组在中坝气田是主要产气层之一，外围有很明显的边水，单井日产水量高低不等，多小于1～10余立方米。矿化度87～117克/升，$Cl^-$含量50～60毫克/升，Na/Cl系数0.91～0.97。从川西到川中蓬莱、龙女一带也有较广泛的含气显示，并产水。地层水的矿化度较中坝气田高，川西大兴、油罐顶一带为156～192克/升，$Cl^-$含量93～110克/升，Na/Cl

系数 0.92 ~ 0.94；川中蓬莱龙女间为 205 ~ 293 克／升，$Cl^-$ 含量 126 ~ 179 克/升，Na/Cl 系数偏低，为 0.73 ~ 0.83。本组地层水中因含 $SO_4^{2-}$，无 $Ba^{2+}$，而与其上须家河组水性明显区分，此外在中坝气田还含有 $H_2S$。微量元素含量在川中地区 I 为 43 ~ 51 毫克／升，Br 为 336 ~ 884 毫克／升，Cl/Br 136 ~ 533，B 为 275 ~ 1112 毫克／升。

嘉陵江组　是四川盆地川东及川南地区重要的产气层系，同时地层水也十分活跃，一般与气同时产出，但也常常形成高产水井。水产量大小不等，一般日产水以数十立方米者居多。如相国寺气田 24 井在嘉五段钻遇大水，井口每日自溢流量 2832 立方米；新市气田 11 井嘉三段日产水 2064 立方米；高木顶气田 6 井嘉三段日产水 3084 立方米；长垣坝气田 5 井嘉三段日产水 6292 立方米等等。纵向上受石灰岩与石膏、盐岩层岩性组合控制，具有多个含水单元，除可划分为嘉一、嘉二等单元外，还可在此基础上分出更低一级的单元，如嘉二$^2$、嘉二$^3$ 等。

嘉陵江组的地层水主要是 $CaCl_2$ 型，但在川东一些地区如重庆以南的石油沟至石龙峡一带，甚至包括川南长垣坝背斜带的东半部常出现 $MgCl_2$ 和 $Na_2SO_4$ 型水。水的矿化度一般变化范围在 22 ~ 104 克／升，$Cl^-$ 含量 13 ~ 62 克／升，Na/Cl 系数 0.8 ~ 0.98。嘉一、嘉二、嘉三各段水性特点基本相近，但嘉四、嘉五段变化较大，矿化度 20 ~ 271 克／升，$Cl^-$ 含量 79 ~ 164 克／升，Na/Cl 系数 0.88 ~ >1。这与嘉四、嘉五段石膏、盐岩层比较发育，同时又受后期褶皱构造影响，埋藏相对较浅，地表渗入水干扰程度大等因素有关。

嘉陵江组的水化学特征与雷口坡组对比，二者十分相近，无 $Ba^{2+}$，含 $SO_4^{2-}$，只是矿化度偏低。此外，普遍含 $H_2S$，嘉二—嘉五段 $H_2S$ 含量 128 ~ 776 毫克／升，嘉一段渐低，为 0 ~ 178 毫克／升。微量元素含量 I 为 7 ~ 28 毫克／升，Br 为 124 ~ 546 毫克／升，Cl/Br 87 ~ 145，B 为 18 ~ 228 毫克／升。

飞仙关组　纵向上受紫红色泥岩层影响，含水层段为 $Tf^1$ 和 $Tf^3$ 段石灰岩。单井日产水量一般为 10 余立方米，亦有数百立方米者，如太和场气田 4 井 $Tf^{2-1}$ 段日产水 480 立方米，合江气田 18 井 $Tf^3$ 段日产水 792 立方米。本组地层水以 $CaCl_2$ 型为主，但在盆地周缘和川东高背斜带，如川北河湾场、川东蒲包山、黄草峡、鄂西龙驹坝等构造见有 $Na_2SO_4$ 型水。在川南地区水的矿化度一般为 28 ~ 63 克／升，$Cl^-$ 含量 17 ~ 27 克／升，Na/Cl 系数 0.85 ~ 0.92；川东地区水的矿化度为 26 ~ 86 克／升，$Cl^-$ 含量 14 ~ 47 克／升，Na/Cl 系数 0.89 ~ 0.95；鄂西建南气田水的矿化度高达 133 克／升，$Cl^-$ 含量 79 克／升，Na/Cl 系数 0.91。地层水无 $Ba^{2+}$，含 $SO_4^{2-}$。$H_2S$ 在川南地区少见，而在川东其含量为 378 ~ 1133 毫克／升。微量元素含量 I 为 8 ~ 13 毫克／升，Br 为 111 ~ 422 毫克／升，Cl/Br91 ~ 154，B 为 16 ~ 70 毫克／升。

**四、二叠系**

长兴组　除川东华蓥山、中梁山、明月峡、方斗山等背斜带有局部出露外，皆深埋地腹。目前对其区域水化学特征了解程度还很差，主要在川东和川南长兴组气藏中见有一些地层水，单井日产水量 <1 ~ 50 立方米。以 $CaCl_2$ 型水为主，矿化度变化范围为 17 ~ 56 克／升，Na/Cl 系数在川南地区一般为 0.87 ~ 0.92，川东地区 0.94 ~ 0.96，最低 0.84（梁 2 井）。无 $Ba^{2+}$，含少量 $SO_4^{2-}$。在川东还见有 $H_2S$，含量为 194 ~ 453 毫克／升。微量元素含量 I 为 7 ~ 20 毫克／升，Br 为 45 ~ 368 毫克／升，Cl/Br 为 100 ~ 209，B 为 6 ~ 53 毫克／升。

茅口组、栖霞组　是四川盆地特别是川东南地区重要的产气层系，地下水也异常活跃，

在钻探过程中普遍能见到地层水，单井日产水量高者上千立方米，低者亦在数十立方米。如圣灯山气田隆10井是四川盆地获得的第一口二叠系工业气井，同时也产水，经测试日产水量196立方米。又如邓井关气田二叠系主要产水，邓17井在茅口组日产水量761立方米、栖霞组日产水量1442立方米，水型主要为$CaCl_2$型。但在盆地边缘亦有$NaHCO_3$型水，如北缘的飞仙关构造，南缘的麻柳场构造。盆地内部在华蓥山背斜南倾的帚状背斜带上的一些侵蚀窗附近和重庆以南石油沟、东溪一带也出现多种水型，如中梁山、观音峡、六合场、石油沟等构造是$NaHCO_3$型水，南温泉、东溪构造是$Na_2SO_4$型水。另外，华蓥山背斜北倾的分支构造铁山背斜也是$Na_2SO_4$型水。在川东和川南地区水的矿化度一般是14～66克／升，$Cl^-$含量8～40克／升，但在大池干井气田池1井断层下盘阳三气藏产出的地层水矿化度高达110克／升，$Cl^-$含量66克／升。值得注意的是，和下二叠统嘉陵江组地层水一样，在盆地内华蓥山断裂南端和重庆附近也各存在一个矿化度小于20克／升的低值区。Na/Cl系数在川东地区为0.85～0.97，川南地区在古佛山南井背斜带以东为0.90～0.96，以西为0.86～0.88，过青山岭背斜在川西南地区为0.80～0.86，显示出自东向西、自盆缘向盆内逐渐减低的趋势。本组地层水矿化度比三叠系相对偏低，是它的一个重要特征，此外$SO_4^{2-}$含量亦微，无$Ba^{2+}$。微量元素含量I为5～34毫克／升，Br为62～302毫克／升，Cl/Br 96～207，B为18～197毫克／升。

## 五、石炭系

目前对该系认识程度较高的地区仅是川东，一般深埋地腹，地面很少有露头出现。经钻探证实，无论是高陡背斜带或介于高陡背斜带之间的低缓构造和向斜都普遍见有地层水。一般单井日产水量小于10立方米，最高的是雷2井，为412.8立方米。矿化度一般为36～103克／升，$Cl^-$含量19～69克／升，Na/Cl系数0.72～0.89。微量元素含量I为5～45毫克／升，Br为121～260毫克／升，Cl/Br为160～268，B为0～38毫克／升。与紧邻其上的下二叠统地层水相比，水性特点并不完全一致。表现在$Ca^{2+}$、$Mg^{2+}$含量较高，$SO_4^{2-}$含量低，其次是Na/Cl系数低。在川东地区二叠系茅口组和栖霞组水中$K^++Na^+$含量为86.7～93.1%，$Ca^{2+}$为6.1～12.7%，$Mg^{2+}$为0.53～2.71%，$SO_4^{2-}$为0.78～2.05%；而石炭系$K^++Na^+$为74.9～83.7%，$Ca^{2+}$为12.3～18.0%，$Mg^{2+}$为2.27～6.26%，$SO_4^{2-}$为0.02～0.19%。Na/Cl系数下二叠统为0.88～0.97，石炭系则小于0.90，一般为0.75～0.85。它反映出石炭系地层水的变质程度相对较深，封闭性也比下二叠统好。

## 六、寒武系

认识程度十分局限，仅在威远气田取得了代表性的水性资料。产水层段主要为中上寒武统白云岩，单井日产水量10～80立方米。矿化度为92～96克／升，$Cl^-$含量54～59克／升，Na/Cl系数0.85，为$CaCl_2$水型。无$Ba^{2+}$，含$SO_4^{2-}$，无$H_2S$。微量元素含量I为3毫克／升，Br为385毫克／升，Cl/Br 142，B为364毫克／升。

## 七、震旦系

主要是威远气田灯影组气藏的底水，伴随着采气过程底水锥进比较明显。单井日产水量一般为数立方米至数十立方米，少数为百立方米以上。矿化度为64～81克／升，$Cl^-$含量37～48克／升，Na/Cl系数0.89～0.92，$CaCl_2$水型。含$Ba^{2+}$，无$SO_4^{2-}$，$Ba^{2+}$含量为821～1648毫克／升。微量元素含量I为4～9毫克／升，Br为206～256毫克／升，Cl/Br 169～196，B为386～428毫克／升。

为了便于对比，现将各个层系的水化学特征列于表7－2中，侏罗系及中三叠统主要以

表 7－2　四川盆地各含水单元地下水分析数据表

| 层位 | 离子当量 (%) $K^++Na^+$ | $Ca^{2+}$ | $Mg^{2+}$ | $Ba^{2+}$ | $Cl^-$ | $SO_4^{2-}$ | $HCO_3^-$ | 微量元素 (mg/L) $I^-$ | $Br^-$ | B | $Cl^-/Br^-$ | $H_2S$ (mg/L) | $Na^+/Cl^-$ | $SO_4^{2-}\times100/Cl^-$ | $Cl^-$ 含量 (mg/L) | 矿化度 (g/L) | 水型 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| $K_2g$ | 95.56 ~98.19 | 1.47 ~3.28 | 0.33 ~1.16 | / | 0.48 ~3.37 | 96.37 ~98.78 | 0.74 ~2.04 | / | / | / | / | / | 29.14 ~199.08 | 2916 ~20990 | 17129 ~44677 | 55.00 ~142.00 | $Na_2SO_4$ |
| $Jc^4$ | 76.22 ~79.22 | 12.06 ~14.10 | 6.66 ~11.24 | 0 | 95.54 ~97.66 | 2.26 ~4.48 | 0.10 ~0.44 | / | 微 | / | / | / | 0.79 ~0.83 | 2.36 ~4.56 | 39400 ~75556 | 73.00 ~132.00 | $CaCl_2$ |
| $Jc^{1+2}$ | 19.02 ~46.53 | 50.55 ~77.20 | 0 ~8.28 | 0 | 98.42 ~99.96 | 0 ~0.33 | 0.02 ~0.58 | 4 ~18 | 4 ~208 | 0 | 24 ~624 | / | 0.19 ~0.47 | 0 ~0.33 | 12638 ~66025 | 20.29 ~103.95 | $CaCl_2$ |
| $Jt^5$ | 66.10 ~68.92 | 26.93 ~27.47 | 3.90 ~4.88 | 0.25 ~1.11 | 99.92 ~99.96 | 0 | 0.04 ~0.08 | 25 | 780 ~1162 | 0 | 96 ~173 | / | 0.66 ~0.69 | 0 | 63067 ~135198 | 102.14 ~220.58 | $CaCl_2$ |
| $Jt^4$ | 67.64 ~73.02 | 18.77 ~24.42 | 4.41 ~6.64 | 0.38 ~1.76 | 99.79 ~99.96 | 0 | 0.04 ~0.21 | 12 ~34 | 1000 ~1613 | 10 ~30 | 72 ~105 | / | 0.68 ~0.73 | 0 | 76771 ~142727 | 124.45 ~231.39 | $CaCl_2$ |
| $Jt^2$ | 67.10 ~70.42 | 26.48 ~27.56 | 2.79 ~3.83 | 0.31 ~1.51 | 99.95 ~99.98 | 0 | 0.02 ~0.05 | 16 ~34 | 668 ~1684 | 6 ~82 | 77 ~97 | / | 0.67 ~0.70 | 0 | 64796 ~142611 | 128.19 ~231.52 | $CaCl_2$ |
| $Th^4$ | 70.11 ~75.06 | 19.64 ~26.06 | 2.91 ~6.76 | 0.22 ~1.35 | 99.91 ~99.99 | 0 | 0.01 ~0.09 | 23 ~33 | 770 | 28 ~64 | 145 | / | 0.70 ~0.75 | 0 | 93202 ~121410 | 151.15 ~198.74 | $CaCl_2$ |
| $Th^2$ | 65.44 ~76.56 | 18.68 ~29.07 | 2.53 ~5.49 | 0.30 ~1.53 | 99.87 ~100 00 | 0 | 0 ~0.13 | 22 ~65 | 180 ~1809 | 29 ~255 | 75 ~278 | / | 0.65 ~0.77 | 0 | 125949 ~182462 | 204.93 ~296.49 | $CaCl_2$ |
| Tr | 79.11 ~81.84 | 14.84 ~18.31 | 2.63 ~4.30 | 0 | 99.12 ~99.22 | 0.16 ~0.37 | 0.07 ~0.51 | 43 ~51 | 336 ~884 | 275 ~1112 | 94 ~162 | / | 0.68 ~0.83 | 0.16 ~0.37 | 120622 ~179418 | 194.79 ~293.10 | $CaCl_2$ |
| $Tc^{4+5}$ | 80.54 ~91.76 | 5.86 ~15.61 | 2.38 ~6.28 | 0 | 68.06 ~99.28 | 0.24 ~28.60 | 0.35 ~3.34 | 6 ~20 | 20 ~865 | 34 ~78 | 115 ~644 | 128 ~671 | 0.88 ~1.24 | 0.48 ~42.02 | 7996 ~164504 | 20.53 ~271.80 | $CaCl_2$ $Na_2SO_4$ |
| $Tc^3$ | 81.70 ~87.90 | 7.82 ~11.85 | 3.45 ~6.98 | 0 | 85.03 ~98.95 | 0.22 ~14.11 | 0.30 ~1.93 | 7 ~22 | 159 ~411 | 19 ~228 | 87 ~142 | 145 ~776 | 0.86 ~0.97 | 0.22 ~16.59 | 18087 ~62118 | 35.48 ~104.77 | $CaCl_2$ $MgCl_2$ |
| $Tc^2$ | 82.93 ~87.95 | 8.33 ~12.40 | 2.56 ~5.17 | 0 | 89.37 ~95.42 | 3.86 ~10.13 | 0.17 ~0.96 | 9 ~28 | 124 ~504 | 32 ~133 | 87 ~129 | 229 ~673 | 0.85 ~0.98 | 2.18 ~20.01 | 17512 ~54250 | 32.23 ~93.78 | $CaCl_2$ $MgCl_2$ |
| $Tc^1$ | 80.82 ~90.34 | 10.13 ~13.80 | 1.89 ~5.28 | 0 | 90.74 ~98.50 | 2.81 ~8.48 | 0.17 ~0.85 | 10 ~19 | 181 ~546 | 18 ~97 | 95 ~145 | 0 ~178 | 0.80 ~0.95 | 0.80 ~19.14 | 13477 ~52310 | 22.43 ~87.60 | $CaCl_2$ $MgCl_2$ |
| Tf | 84.4 ~87.6 | 9.05 ~10.21 | 2.24 ~3.02 | 0 | 97.00 ~99.05 | 0.40 ~1.32 | 0.18 ~1.69 | 8 ~23 | 111 ~422 | 16 ~70 | 91 ~154 | / | 0.85 ~0.92 | 0.40 ~1.36 | 17143 ~27155 | 38.73 ~63.72 | $CaCl_2$ |
| $P_2^2$ | 92.02 ~94.59 | 3.68 ~4.33 | 1.08 ~1.47 | 0 | 97.62 ~98.31 | 0.02 ~1.96 | 0.42 ~1.67 | 7 ~20 | 167 ~368 | 25 ~53 | 101 ~141 | 0 ~13 | 0.87 ~0.92 | 0.04 ~4.02 | 21176 ~37029 | 39.25 ~63.24 | $CaCl_2$ |
| $P_1^{2+3}$ | 87.50 ~95.76 | 3.01 ~11.45 | 0.57 ~3.67 | 0 | 96.66 ~99.32 | 0.01 ~0.89 | 0.66 ~2.93 | 12 ~26 | 102 ~194 | 45 ~127 | 111 ~165 | 12 ~190 | 0.90 ~0.96 | 0.08 ~1.27 | 11817 ~46009 | 21.50 ~75.97 | $CaCl_2$ |
| $C_2$ | 74.91 ~12.38 | 12.38 ~18.06 | 2.27 ~6.26 | 0 | 96.95 ~99.88 | 0.02 ~0.19 | 0.11 ~0.91 | 5 ~45 | 121 ~260 | 0 ~38 | 161 ~269 | 0 | 0.75 ~0.85 | 0.02 ~0.19 | 19893 ~54764 | 44.69 ~91.49 | $CaCl_2$ |
| $\in_{2+3}$ | 82.25 ~84.01 | 7.38 ~13.13 | 5.62 ~8.61 | 0 | 96.87 ~99.33 | 0.39 ~2.70 | 0.27 ~0.43 | 3 | 385 | 364 | 142 | / | 0.85 | 0.40 ~2.84 | 54801 ~59233 | 92.58 ~96.57 | $CaCl_2$ |
| $Z_b^2$ | 87.54 ~90.81 | 5.63 ~7.97 | 1.26 ~3.33 | 0.86 ~1.94 | 98.07 ~99.38 | 0 | 0.62 ~1.93 | 4 ~9 | 206 ~256 | 386 ~428 | 170 ~197 | / | 0.89 ~0.92 | 0 | 37985 ~48805 | 64.28 ~81.33 | $CaCl_2$ |

川中地区的水样分析为依据，下三叠统嘉陵江组至震旦系灯影组主要以川东南地区的水样分析为依据。

从以上对各层系水化学特征的记述和对比中可以看出：

*1. 不同层系之间的水化学特征纵向上有一定的变化规律*

首先在矿化度方面，总的来看是陆相地层比海相地层高。而在陆相地层中又有随着埋藏深度增加矿化度增大的趋势，在各个层段中以香二段矿化度最高，如在川中地区一般都在200克／升以上。海相地层则不同，矿化度最高的是中三叠统雷口坡组，比较低的却是二叠系和下三叠统飞仙关组。它们并不随着埋藏的深度而改变，而主要和产层的岩性组合、古水文地质背景以及区域上的连通性等因素有关。

其次是有无 $Ba^{2+}$ 的存在。目前已将此作为判别不同含水层系的一个重要标志。在整个地层剖面中有2个含 $Ba^{2+}$ 的层段。陆相地层集中在中下侏罗统自流井群和上三叠统须家河组(香溪群)，$Ba^{2+}$ 含量变化范围为0.22～1.76%。海相地层中只在震旦系灯影组中出现，$Ba^{2+}$ 含量为0.86～1.94%。其它各层段均无 $Ba^{2+}$。$Ba^{2+}$ 的存在一般与围岩岩性有关，与重晶石关系密切。因为石膏的溶解度比重晶石大，当地层中富含石膏时，在脱硫作用条件下 $SO_4^{2-}$ 与 $Ba^{2+}$ 呈 $BaSO_4$ 沉淀，故不可能在石膏层发育的层段中 $SO_4^{2-}$ 与 $Ba^{2+}$ 共存。须家河组与嘉陵江组、雷口坡组间存在着的有无 $Ba^{2+}$ 的分界面，显然和后者石膏、盐岩层十分发育有关。

另外，Na/Cl 系数以中侏罗统沙溪庙组最低(小于0.5)，依次是凉高山油层和东岳庙油层(均小于0.70)。Na/Cl 系数低的层段 $Ca^{2+}$、$Cl^-$ 含量相对就高，这是地下水处于封闭状态下高度浓缩的一种结果，它反映了水的变质程度很高，与外界的连通条件差，甚至相互隔绝。如以水性特征十分相近的凉高山油层与大安寨油层对比，凉高山油层 Na/Cl 系数稍低，$Ca^{2+}$ 含量则偏高(26.93～27.47%)，反之，大安寨油层 Na/Cl 系数稍高(有大于0.70者)，而 $Ca^{2+}$ 含量则偏低(18.77～24.42%)，从而可进一步判断，大安寨油层在区域上的水文连通条件比凉高山油层稍好。同样，石炭系的水性特征与二叠系也十分相近，但石炭系的 Na/Cl 系数偏低(0.75～0.85)，而 $Ca^{2+}$ 含量则高(12.38～18.06%)，说明石炭系在区域上的水文连通条件不如二叠系。

$H_2S$ 含量以中三叠统嘉陵江组最高，二叠系微量，须家河组以上和石炭系以下的层段水中很难见到 $H_2S$。结合 $SO_4^{2-}\times100/Cl^-$ 系数对比，除白垩系灌口组外，也是以嘉陵江组最高。

总之，受多旋回沉积影响，纵向上和含油气层系一样，也存在有多个含水单元。它们彼此明显地被隔水层分开，有的甚至受次一级沉积旋回控制，还可进一步划分出亚一级单元。目前已知的石炭系、下二叠统、下三叠统和上三叠统等区域性含气层系都有自己的水化学特征和水动力系统。

*2. 横向上同一个层系的水性短距离内变化较大*

在四川盆地含水岩层的渗流方式主要有两种。一种是过滤缸式的，主要受岩石孔隙发育程度控制，水流速度较慢，产水量小；另一种是筧竿式的，主要与岩石裂缝发育情况有关，水流速度较快，产水量相对较大。

受两种不同渗流方式的影响，区域上的水化学特征一方面表现在从盆地周缘向盆地内部呈现有一定方向性的变化规律。如在川南地区，下二叠统及嘉陵江组地层水总的变化趋势是由外向内矿化度增大，Na/Cl 系数降低，由出现多种水型，即 $Na_2SO_4$型、$MgCl_2$型、$CaCl_2$ 型

相间混杂到渐变为单一的$CaCl_2$型水。然而更重要的是横向上的水性变化还受现今构造形迹的影响。沿同一个背斜带或断裂带水性变化小、矿化度低，而介于背斜带之间的向斜区或低缓背斜群则常被分割形成为高矿化度的异常区。如花果山背斜轴部花1井茅口组见水显示，取样分析矿化度14.7克／升，Na/Cl系数1.02，水型$NaHCO_3$。而在紧邻其西翼的向斜区钻探花4井，矿化度明显增大，为31.4克／升，Na/Cl系数0.90，水型$CaCl_2$。又如，介于龙洞坪背斜与坛子坝背斜之间的云锦向斜1号井，茅口组产水，矿化度75.9克／升，较之两侧背斜带矿化度为36～37克／升的背景值要高出许多。

引起水化学性质横向上发生变化，除上述原因外，还有沉积时的水盆环境、储集岩的岩性变化、古渗人水的置换以及现今地表渗人水的影响等因素。另外洗井液、酸液、取样条件等人为因素的干扰也不能忽视。

*3. 地下水有淡化现象*

盆地内最明显的地下水淡化带是华蓥山断裂南延的青山岭、观斗山、贾村溪等背斜带和重庆以南的东溪、石油沟、南温泉等背斜，有可能还包括了蔺市盆地。另外从香溪群的水化学资料分析，沿寿保场向威远背斜延伸方向和老龙坝向龙泉山背斜方向亦有地下水淡化显示。华蓥山断裂南延地区主要表现是水的矿化度降低，地层压力接近静水压力，显示出主要受现今地表渗人水的影响。重庆以南地区则不同，除水的矿化度降低外，水型也发生了改变，有$Na_2SO_4$、$MgCl_2$型水混杂出现，同时地层压力处于超高压状态，散失现象不明显。引起地下水淡化的原因也较复杂，除现今地表渗人水的影响外，还可能有印支期、燕山期等古渗人水的影响，应当在今后工作中予以注意。

## 第二节　盆地内油气藏主要的水动力系统

四川盆地是喜山期褶皱定型的构造盆地。和盆地周边地区相比，盆地内部地层保留较新，有大面积的中新生代红层覆盖，含油气层深埋地腹。而在盆地外围，褶皱和断裂活动表现强烈，许多在盆地内的含油气层已暴露地表。所以从总的区域地质构造背景来看，盆地周边目的层暴露区水文地质开启程度高，地下水活动较强，而盆地区内地下水活动则相对要弱，具有较好的水文地质封闭条件。

过去曾沿用盆地周缘供水、盆地内部承压和沿长江泄压的模式来解释和评价区域水化学特征和水动力条件，但存在的矛盾很多。表现在：1)无论是碳酸盐岩储集层或者是碎屑岩储集层都是低孔隙低渗透性的，物性条件差，难以形成区域上大面积的连通条件。2)地下水的流动通道与裂缝发育程度关系密切。沿着背斜构透和断裂带裂缝发育，连通性好，水流活跃；构造翼部裂缝不发育，或由于断层对地下水的活动起阻挡封闭作用，水流停滞。一般是沿构造走向方向，水压头梯度变化和水性变化小，垂直于构造走向方向，相隔虽然不很远，但水压头梯度和水的矿化度增但很快，具有明显的不均质特点。3)受地表渗人水影响，地下水有淡化现象。4)存在着异常高压现象，折算静水位海拔远远超出现今盆地周缘露头区的有效标高。

针对上述特点，据近年实践认为，影响和控制盆地内油气藏聚集的主要水动力系统是沉积承压水。现将有关认识论述如下：

### 一、沉积承压水力系统的压源主要是由上覆地层压力造成的

四川盆地裂缝性储集层内存在着两种不同成因的水动力系统，一是沉积承压水的水力系

统，另一是地表渗入水的水力系统。

所谓沉积承压水力系统，是指某一含水单元的水动力特征主要是受上覆沉积盖层的重荷压力形成的，其压力值介于静水压力与地静压力之间，在上覆地层重荷压力下地层内部的渗透性能变得越来越小，地层水的渗流速度也越来越慢，直到现今仍未达到平衡，造成部分地区的蹩压状态，在区域上出现高压异常区。其次这种水大概原来就充满在地层的孔隙中，但是随着地质历史环境的变迁，它们可能也曾被外来水（古渗入水）置换过，但总的来讲，它们的矿化度仍较高，与地表渗入水之间有明显区别。例如，在川南和川西南气区下二叠统的地层水矿化度一般在 30 克／升，最高可达 75.9 克／升；下三叠统嘉陵江组属闭塞海盆地沉积，地层水的矿化度普遍较高，一般在 35 ～ 60 克／升，最高可达 104.7 克／升。

所谓渗入水的水力系统，是指某一含水单元的水动力特征是受现今地表渗入水的影响而形成的，它和地表露头供水区有较好的联系，其压力值近似于静水压力。在受渗入水影响的地区范围内，水中既含有氯化盐，又含有硫酸盐和重碳酸盐，这种水可能是地表水和原来的地层水相互混合的一种结果，矿化度一般不高，多小于 10 克／升。

这两种水力系统均受含水单元的岩性、露头分布、现今构造断裂等因素所控制。一般地讲，沉积承压水的水流方向是由盆地内部指向露头剥蚀区或断裂破碎带，而渗入水则常由露头区沿断裂带指向盆地腹地，它们都在露头侵蚀窗或断裂带附近泄压达到压力平衡，并使二者相互融合成为一体。但是，由于组成区内构造断裂的地层条件不同，以及目的层暴露程度和透水性能等方面的差异，各个不同含水单元之间又都有各自的水文地质背景。这一点在川东高陡褶带表现尤为突出，高陡背斜上侵蚀窗的存在改变了原有的供排水系统，侵蚀窗为泄压区，而区域性向斜则为沉积承压水的压源区，彼此交错存在，形成复杂的水动力景观。

就区域上的异常高压区而言，其分布与沉积拗陷具有一致性。图 7－1 是盆地内上三叠统香二单元水动力图，高压异常区靠近盆地西北部，折算静水位海拔最高可超出 7000 米。在川中蓬莱、安岳、龙女一带海拔为 900 米，最高（在蓬莱）为 1500 米。盆地东南部没有见到高压异常区，这是由于目的层大多暴露地表，主要受渗入水影响，水位海拔很低，为 200 ～ 400 米。

在盆地内下二叠统折算静水位海拔等值线图比较完整（图 7－2）。从中可以看出，构成盆地区域性的高压异常区有两个，一个位于盆地西北一侧，另一个在盆地东南。靠盆地西北侧的高压异常区实际的控制点还很少，但从关基井下二叠统气层压力高达 1539 巴，折算静水位超过海拔 8000 米，无疑本区应属于异常高压区。盆地东南一侧是由几个高压异常区连接而成的，它们分别位于合江、石油沟和大池干井等地，气层压力有的高达 540 ～ 600 巴，折算静水位海拔超出 2500 米以上，与静水压力比值（即压力系数，下同）在 2 左右。就其原始面貌而论，它们应当是连为一体的，之所以成为现今这种压力分布面貌，是由于受后期褶皱影响，沿着区域性断裂和露头区发生压力散失，结果形成几个彼此呈孤立存在的高压异常区。

盆地的西北和东南侧出现的高压区，与盆地在印支构造幕以后内陆湖盆的沉积拗陷区在分布上基本是一致的。从其压力值分析，有的与静水压力之比在 2 以上，接近上覆地层的岩柱压力。说明原来保存在地层中的地下水，随着埋深加大，岩层不断被压实，上覆岩柱的负荷越到后期越大，储集层的孔渗性也越来越低，结果造成地层中的流体流动十分困难，压力不易在大区域内进行平衡而呈蹩压状态，并被保留下来成为今日呈现出超高压的异常区。

**二、现今压力分布状况是经历沉积后长时间改造的结果**

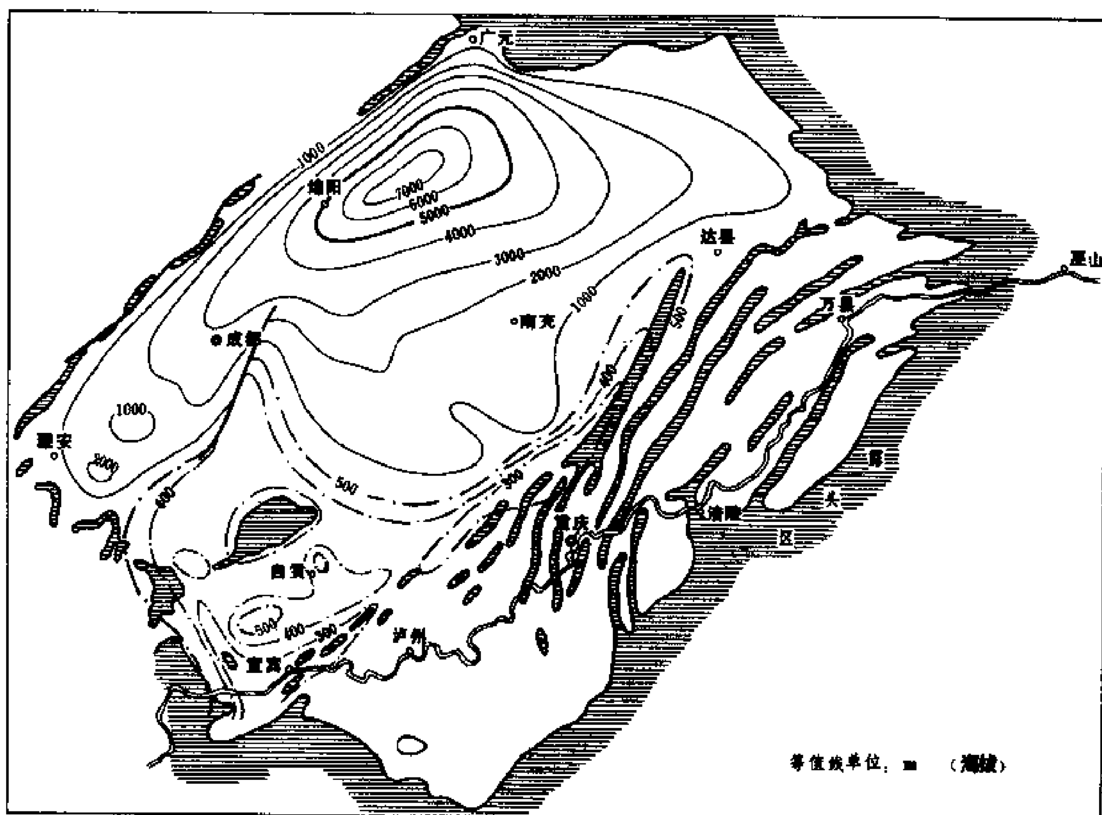



图 7－1 四川盆地上三叠统香二单元折算静水位等值线图

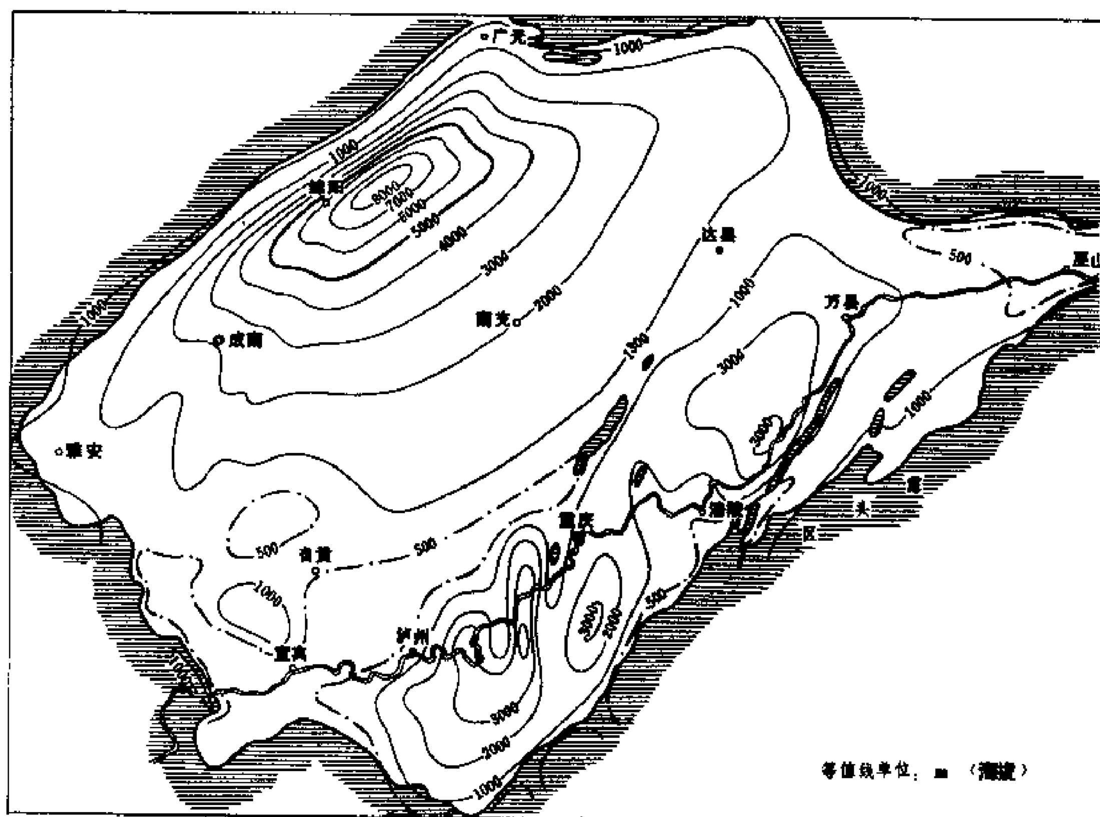



图7－2 四川盆地下二叠统折算静水位等值线图

受上覆岩层重荷形成的地层压力，不论是在其形成过程中或以后的地质构造变动中都不是一成不变的。特别是喜山运动后，沉积盖层褶皱回返，盆地边界定型，盆地内形成了不同组系的背斜带和断裂带，为水动力系统的重新分配奠定了基础。

据目前资料所知，沉积承压水力系统在后期平衡过程中主要是沿断裂带或露头区产生压力释放，即以沉积拗陷为中心的高压区，沿着区域性断裂带或露头暴露区进行泄压。

*1. 纵向上沿背斜构造的断层泄压*

切在背斜核部附近的断层，对气藏圈闭有一定的开启作用，它是气藏在富集过程中的溢出点，也是压力散失的通道。如嘉陵江组气藏在石龙峡气田共有 3 个含气单元（图 7－3），其中嘉三和嘉五单元由于有切顶断层通过，含气面积很小，据气藏压力折算，静水位海拔分别为 405 米和 440 米，与静水柱折算压力比值分别为 1.1 和 0.8。嘉一单元是气田的主要产层，气藏高度可达 200 米，原来穿过嘉三气藏轴部附近的断层下延后切向反翼，处于断层下盘的嘉一气藏背斜圈闭完整，气藏富集保存条件较好，其折算静水位海拔约在 1100 米，与静水柱折算压力比值为 1.9，远较嘉三、嘉五气藏高。这一现象说明后者圈闭完整，气层压力未曾受到散失，而嘉三、嘉五气藏因断层破坏具有开启性，气层压力受到过一定程度的散失。合江气田是另一个例子，在地腹有南北两个高点，南高点未见断层切割，圈闭完整，嘉三气藏保持了原有上覆岩层重荷形成的压力状态，地层压力 373.79 巴，折算静水位海拔 2210 米，与静水柱折算压力比值为 2。相邻北高点的嘉三气藏与之对比，由于有断层切割，气藏圈闭的溢出点较高，压力受到一定程度的散失，气藏压力 254.68 巴，折算静水位海拔约在 950 米，与静水位折算压力比值为 1.34，明显较南高点偏小（图 7－4）。

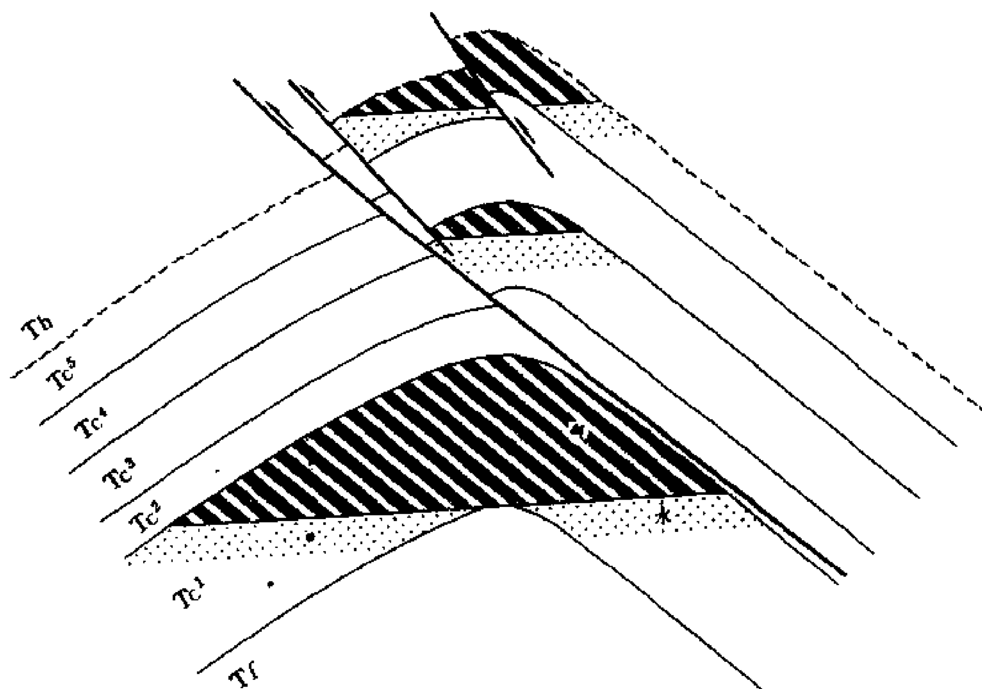



图 7－3　石龙峡气田嘉陵江组气藏横剖面图

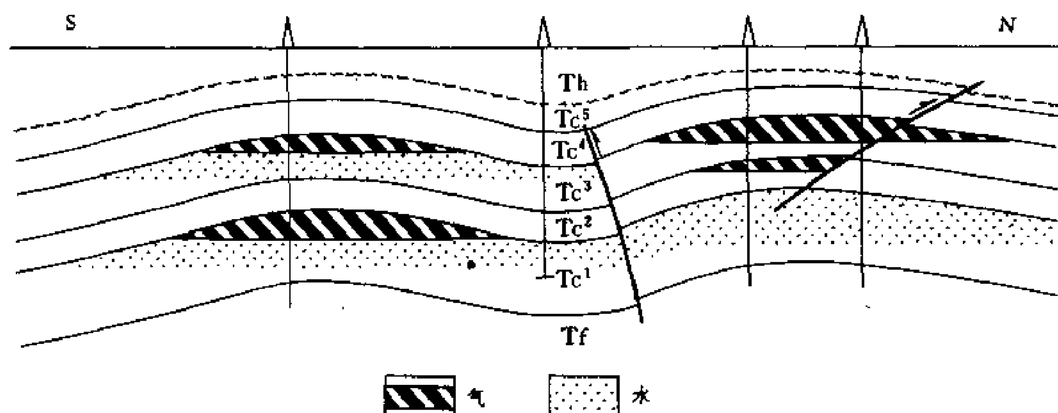



图 7－4 合江气田嘉陵江组气藏纵剖面图

*2. 横向上沿区域性断裂带泄压*

纵向上沿着断层发生压力散失，随着断层的延伸必然在横向上形成泄压带，特别是沿区域性大断裂带附近更是如此。盆地内最大的泄压带是北东向的华蓥山断裂，从图7－2 中可知，下二叠统折算静水位海拔为 500 米左右，是盆地内水位最低的一个地区。其次，如南北向的中梁山—石龙峡断层带也很明显，由于它们的存在把原来位于盆地东南一侧的高压区分割成几个独立的压源区。除此之外，次一级的断裂对压力散失也不能忽视，在一些和断裂相伴而生的背斜带上断层上下盘的压力值相差很悬殊，如大池干井背斜近构造轴部的池 12 井阳三气藏的地层压力为 509.41 巴，折算静水位海拔为 880 米，而位于东翼下盘的池 1 井地层压力为 647.79 巴，折算静水位海拔高达 2496 米。一般地讲，和断裂带相伴而生的背斜构造带，由于隆起幅度高，地层出露较老，地腹的断层多已通至地表，加上褶皱紧凑，顺背斜和断裂带走向方向裂缝发育，因而常常是重要的压力散失带。在断裂带下盘，多是低缓的背斜或潜伏高点，地层出露新，幅度小，构造保存完整，压力不易受到散失，大多保持了原有地层的超高压状态。这就是为什么沿断裂带方向和横跨断裂带方向，在含气水方面两者之间存在着明显差异的一个重要因素。

*3. 露头区泄压*

这有两种情况，一种是盆地周边连片的露头区，另一种是盆地内部高陡背斜核部出露的侵蚀窗。在这些地区由于目的层暴露地表，造成地层压力从盆地内的压源区向着盆地边缝成侵蚀窗发生散失，从而成为盆地内另一种重要的泄压方式。所不同的是，当地层压力和露头区的静水压力相互达到平衡以后，常常会因地表水的渗入使原来的地层水发生淡化。目前对盆地边缘露头区或盆内侵蚀窗，因地表水渗入而造成的地下水淡化影响范围尚研究不够，但是，如果当盆地边缘的露头区通过区域性断裂和盆内一些侵蚀窗相互串为一体，则常可成为盆地内最大的泄压区。例如华蓥山断裂带就是一个典型例子。这一方面是因为沿断裂带二、三叠系含气层呈串珠状暴露地表，形成一系列的小侵蚀窗，同时随着断裂带向南延伸直拔盆地外围的露头区，把盆地内的侵蚀窗和盆外的露头区连为一体。它既是盆地内部最大的泄压带，同时也是地表渗入水向盆地内凸进的淡化带。

在这里需要强调指出的是，上面提到的任何一种压力平衡方式的进行都是非常缓慢的，绝非是在气藏开采中短时间内所能观察到的。它是地层压力在长期地质历史中的一种逐渐平衡过渡，并且这种平衡也是非常不均一的，具体表现在地层压力从超高压向常压下降过程中，无论是在常压区或高压区内部都存在有一些局部异常。例如在大范围的常压区中，观音场气田下二叠统气藏压力偏高，折算静水位海拔较周围气田高出约 1000 米，纳溪气田下二叠统气藏在构造西半部为常压，而东半部则为高压，都可说明压力在平衡过程中的不均一性。在高压区中也有类似情况，即在高压区又存在相对常压的气藏，如合江气田、太和场气田在嘉陵江组气藏中就有压力相对较低的异常。其次，从地下水性资料也表明压力平衡过程不充分，在气藏内部水动力联系较差。如泸州地区下二叠统气藏，在地下水总矿化度为 30 克／升的背景基础上，出现一些局部矿化度较高的异常（图 7－5），一般是背斜带较低，而断裂带的下盘或向斜中则相对偏高。地下水的 Na/Cl 系数也有相似变化（图 7－6）。它进一步说明了沿着背斜带或断裂带裂缝发育，连通条件好，而在垂直背斜带或断裂带方向裂缝发育程度差，或者因受断层隔挡，连通条件不好。

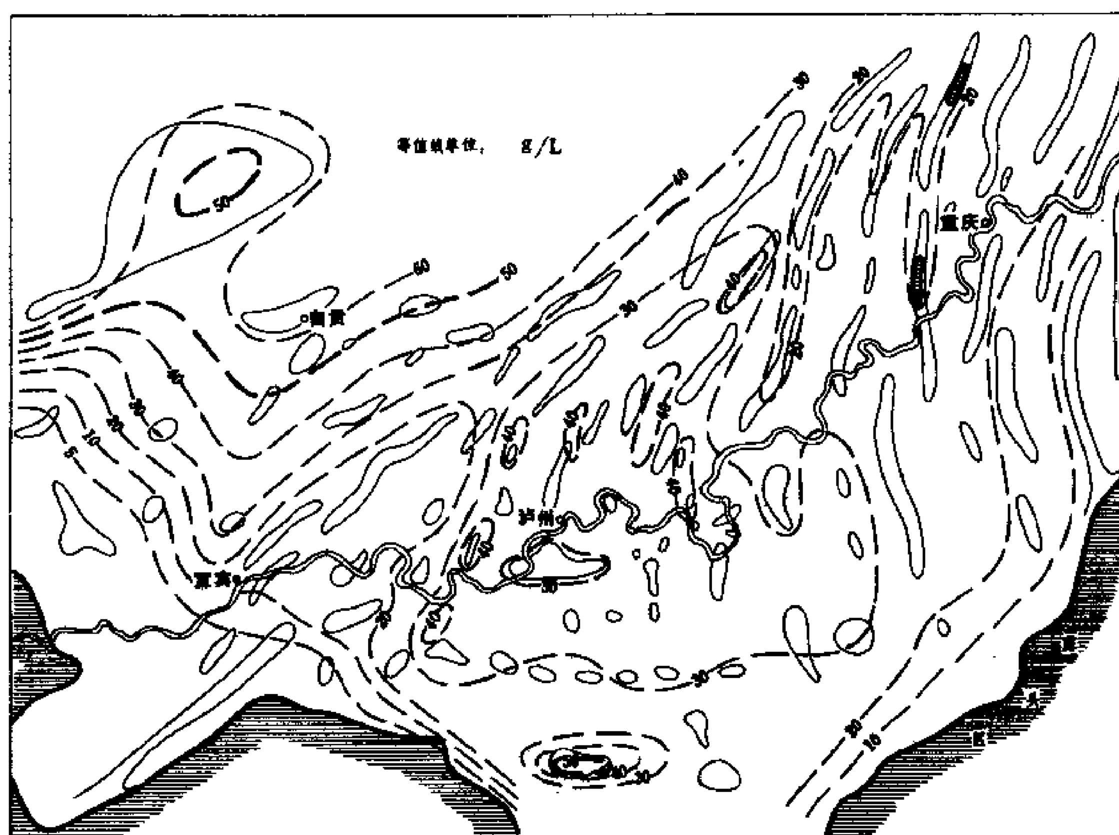



图 7－5　四川盆地南部下二叠统地下水总矿化度等值线图




图 7-6 四川盆地南部下二叠统地下水Na/Cl等值线图

## 第三节 水文地质条件对油气运移聚集的控制

区域水文地质条件是影响和控制油气藏形成和分布的重要因素之一。结合前面记述的四川盆地水文地质的基本特点，实际上也就是在裂缝性储集层这一特定条件下，受区域地层、构造演化和构造展布等多种因素控制下所形成的水文地质背景，对油气藏富集和保存条件的控制。具体表现有以下几个方面。

**一、围绕压实盆地中心，油气向两侧运移**

四川盆地在印支期以后的构造演化过程中，环绕盆地周缘形成了一些前缘凹陷。它们是盆地内主要的高压异常分布区，同时也是策动油气发生运移的主要源地。围绕着沉积凹陷的中心，油气将向盆地内储和盆地外缘一侧进行运移。因为在压实盆地的中心部位具有油气进入成熟期比较早和成熟度较高的有利条件，同时在地静压力作用下，油气将从势能高的地区向势能低的地区运移。

根据川南气区二、三叠系含气层系的实际钻探资料表明，从压实盆地中心向盆地内侧上倾方向气藏形成和富集条件大致有三种情况：1)沿盆地内侧的上倾方向，是工业气藏的主要分布区。在现今构造条件配合下油气富集分异作用比较充分，气层压力得到进一步平衡，与静水柱折算压力比值多介于1.0～1.2，是常压分布区。气藏充满度和地质储量较高，单位

压降采气量可达1000万立方米左右或更高，说明它们是经过充分地运移以后才聚集形成的。2)仍然处在沿盆地内侧的上倾方向，在较新的地层中形成次生气藏。它是在压力平衡过程中发生纵向运移的结果，如香溪群、东岳庙层等气藏的出现即属此类型。由于它具有埋藏浅、成本低等优点，在勘探中应占有一定地位。3)压实盆地中心的压源区可发现原生气藏。这些地区的现今构造部位一般是区域性的低缓向斜，目前在其间一些低缓构造上已发现了工业气藏，如川南朱、鹿、榕、坝地区和川西北老关庙、文兴场等构造。其特点是单位压降采气量小，递减快，地层压力异常高，与静水柱折算压力比值接近于2.0，是超高压分布区。它反映出，虽因储集层物性条件差和受断层等屏障作用，天然气运移不充分，但由于自身具备有独立的生值层，并在上覆地层重荷压力作用下油气演化程度高，保存条件好，只要有适当的圈闭条件，可就地形成一定规模的原生气藏。

**二、油气富集和保存需要有一个封闭的水文地质环境**

油气藏形成以后保存不好还要遭到破坏。影响油气藏富集和保存条件的因素很多，水文地质环境就是一个重要条件。模据四川的实践，水文地质环境的改变与储集层条件、盖层条件(包括直接盖层和上覆盖层的条件)、构造条件特别是断层的作用等等有关。例如在一个局部构造上水文地质开启程度如何，即水文垂直分带中交替停滞带的下限处于什么部位，常常与地层的出露情况、断层的切割破坏程度以及储盖层组合的配置等紧密相关。

就四川盆地整体而言，由于有侏罗、白垩系红色地层构成的区域性盖层存在，绝大部分油气层的地层水Na/Cl系数均小于1，主要为$CaCl_2$型，即一般都具有良好的封闭的水文地质环境。以埋藏较浅的须家河组(香溪群)含油气层为例，经过喜山期褶皱运动，虽被分割成川中—川西、川南和川东等几个互不衔接的盆地，但在侏罗系红层的覆盖下深埋地腹，它们有各自独立的水动力系统，从而促进了油气的富集并被保存下来。除川中至川西见有工业气藏外，川东、川南和川西南等处也都有工业气井。如合江气田，在香模群获得的气藏就与它具有较好的封闭条件分不开，地层水为$CaCl_2$型，矿化度65～91克/升，Na/Cl系数0.81～0.82，含I、Br、B等微量元素，Cl/Br 77～85。类似的情况在卧龙河、自贡等地都存在。

在川东地区由于高陡背斜带呈平行排列，地层出露老，因此，水文地质面貌被分割破坏得支离破碎，多由一些零散的小盆地组成。在这样一个特定的地质构造背景条件下，三叠系以上目的层的水文开启程度远较二叠系以下地层要大，地表的水露头中常有盐泉、温泉出现就是直接的证明。目前在一些高陡背斜构造上虽也获得了一些气藏，但一般规模都很小，地层水除$CaCl_2$型外，还有$MgCl_2$、$Na_2SO_4$等水型。而规模大、充满度高的气田主要位于区域向斜中的低缓构造上，由于其上有较厚的红层覆盖，水文垂直分带中的交替停滞的下限已上提到侏罗系中，三叠系及其以下地层一般都属于水文地质封闭环境，是高矿化度的$CaCl_2$型水。

**三、地表渗入水范围局限，但对气藏保存条件仍有一定影响**

沉积承压水通过区域断裂或露头区进行泄压，由于地层连通条件差，能量补给不足，产生了压力滞后现象，这时地表渗入水开始从外部进入。两种不同的水动力系统，一个从盆地内部的压源区由内向外扩散，另一个由地表露头区从外向内进行补给，并在彼此压力相互接近的地区达到平衡，同时两种水互相但合造成地层水的淡化。所以从这种特定的意义来讲，凡是地层水出现淡化的地区，就标志着有地表渗入水的补给。例如沿华蓥山断裂带就是盆地中条明显的一个地层水淡化带，它通过断裂把盆地边缘露头的地表渗入水和盆地中的水文

窗连接起来，渗人水沿断裂带流动，并和附近的地层水混合使之发生淡化。

地层水的淡化现象和目的层暴露程度关系密切，目的层暴露程度越高，则水动力系统被分割的现象就越明显。以川东南地区二、三叠系作比较，三叠系暴露程度高，在一些高陡背斜上形成侵蚀窗，这些侵蚀窗即是泄压带，同时又是地表水的渗人带，故它的水文地质背景要比区内暴露程度低的二叠系复杂和多样化。但就总体而言，由于大多数产层是属于低孔隙低渗透的裂缝性储集层，因此，除沿裂缝发育地带以外，横向上连通条件较差，地表渗入水影响有限。

目前认为，地表渗入水影响范围大小和下列几个因素有关，并且在地表渗入水影响所及范围内气藏的保存条件将受到一定的破坏，对气藏富集不利。

*1. 储集层的物性条件*

三叠系嘉陵江组产层属于裂缝－孔隙型储集层，有一定数量的孔隙空间和相对稳定的孔隙层段，较之下二叠统以构造裂缝为主的裂缝－孔洞型储集层物性条件要好，因而横向上受地表渗入水的影响范围也相对较广，无论是沿构造长轴裂缝发育的方向，还是顺倾向方向裂缝不那么发育的地方，都有一定的连通条件。黄草峡经双龙到卧龙河气田的嘉五[1]气破是一个沿着长轴方向连通的例子（图 7－7）。嘉五[1]气藏的岩石孔隙度平均约为 5%，高的可达 10% 以上，是卧龙河、双龙气田的主要产气层，但向南至黄草峡构造目的层已出露地表，成了地表渗入水的补给区，自南向北使地层水发生淡化。双龙气田距地表露头区最近，淡化现象也最明显，地层水矿化度只有 11 克／升，向北渐增至 85 克／升。卧龙河气田地层水受淡化影响干扰较小，基本上保持了原有的地层水面貌，矿化度为 270 克／升，但在南端的卧 4 井仍有影响，为 150 克／升。受地表渗入水影响，在淡化最明显的双龙气田保存条件变差，气藏充满度仅达31%，比卧龙河气田 75% 的充满度显然要低得多。大天池到张家场气田是地表渗入水顺储斜方向相互连通的例子。大天池背斜轴部最老出露三叠系，而位于它西翼断层下盘的张家场气田是一个潜伏构造，在嘉陵江组嘉二段以下地层因断层遮挡曾获得几个气藏，但嘉三—嘉五段以上地层却以产淡水为主。如张 1 并对嘉五[1]和嘉四[3]层段进行储试，日产水 57 ～ 1080 立方米，矿化度低，只有 1 ～ 5.7 克／升。说明只要储集层的物性条件好，并直接和地表露头区渗入水相连，即使是在裂缝不太发育的单斜层也存在有一定联系（图 7－8）。

*2. 断层的隔挡作用*

从露头区来的渗人水如果有断层在中间起隔挡作用，则水流活动将受到限制，阻止或减弱地表渗入水的影响范围和保护气藏免遭破坏。如川西北的河湾场气田，三叠系嘉陵江组与边缘露头区之间缺乏断层隔挡，地表水直接进入河湾场气田，经测试证实产大量水，而下二叠统因地腹有潜伏断层，阻止了地表水的渗人，结果获得了工业气藏。

*3. 构造方向的影响*

受不同构造部位裂缝发育程度的影响，地表水沿着不同构造方向渗人情况也不一样。一般顺构造走向方向干扰明显，延伸远，对气藏有破坏作用；垂直构造走向，即顺倾斜方向干扰弱，范围局限，对气藏的破坏作用小。华蓥山断裂是盆地中最明显的地表水渗入带，沿断裂走向淡水带可保入盆地腹地，但在断裂垂直方向上影响宽度有限。在地表水影响范围所及，紧邻断裂带的构造由于形变复杂，完整性受到破坏，没有发现气藏。靠断裂带两侧的构造情皱强度逐渐减弱，圈闭的完整性变好，从构造角度看富集条件较为扰越，但是否储富集保存气藏还要看与地表渗入水之间的连通条件。如莲花寺、广福坪构造与地表水连通好，结

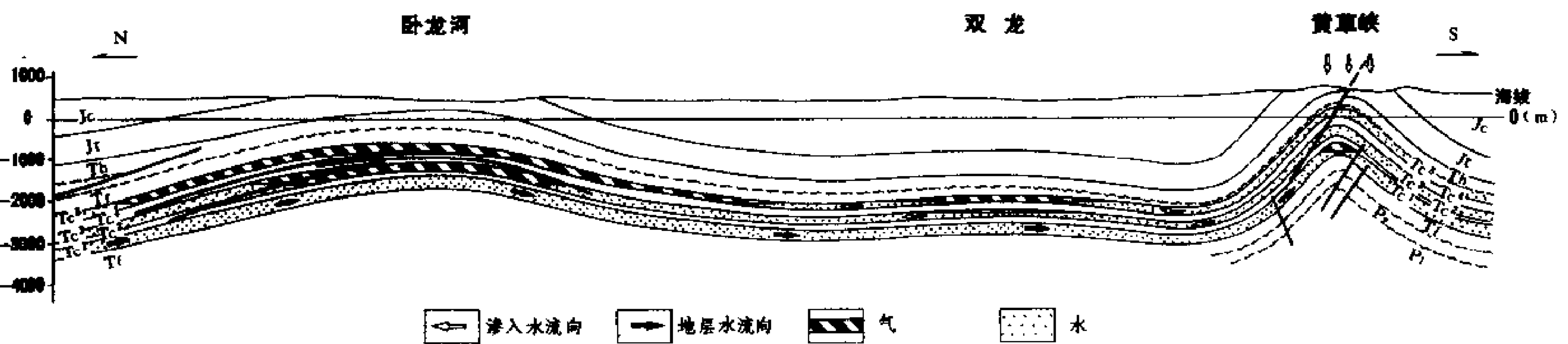


图 7－7 卧龙河至黄草峡一带气藏横剖面图

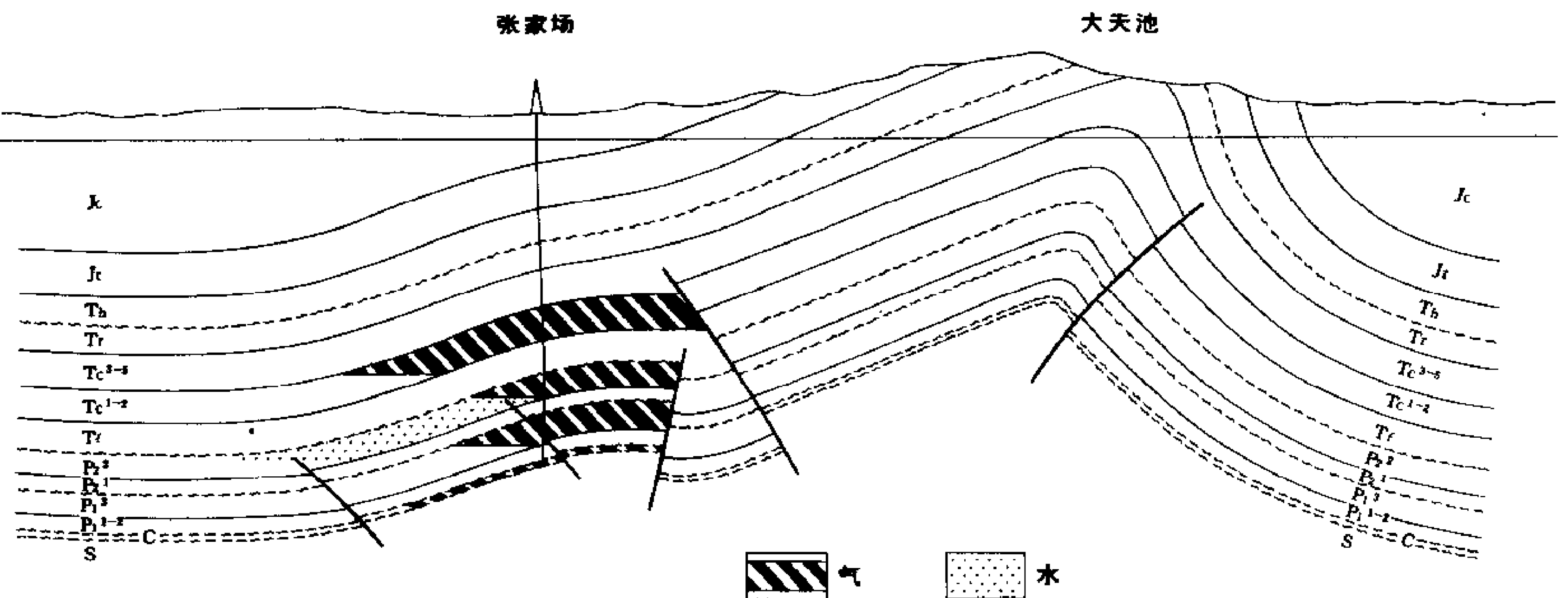


图 7－8 张家场气田至大天池背斜间气藏剖面

果使气藏遭到破坏，主要产低矿化度的水（4～15.3克／升）。宋家场气田与断裂带间隔着一个较深的向斜，虽也受到淡化影响，矿化度为13.9克／升，但由于水动力联系弱、气藏的保存条件没有受到破坏，因而获得了工业气流。

**四、靠断裂带两侧或沿断层消失处的圈闭构造，对气藏富集有利**

前文论述了地表渗入水对气藏保存条件的影响。很显然，在有地表渗入水活动的地方，特别是沿着高陡背斜带和断裂带附近，对气藏的富集保存是不理想的。沉积承压水虽是盆地内形成气藏主要的水动力系统，但就总的而言，受储集层物性差等条件限制，区域水动力联系也是十分微弱的，水动力场分布极不均衡。只是在一些区域性断裂以及和断裂带相伴而生的高陡背斜侵蚀窗，因目的层暴露和裂缝发育，地下水活动性增强，而成为盆地内压力散失的泄压区。当地层压力从压源区向泄压区发生平衡时也就是油气发生运移聚集的过程，保存在地层中的油气总是从势能高的地区向势能低的地区发生运移，因此，在断裂带两侧的局部构造将是捕获天然气最有利的圈闭。地处断裂带前缘的局部构造位于油气向泄压带方向运移途中，能够优先捕获油气，其次，断裂带是应力释放集中的地方，构造破裂，保存条件差，很难富集形成气藏，而位于断裂带两侧或介于两组断裂带之间的局部构造，则由于受力适中，圈闭条件较好，是捕获油气比较理想的一个地区。

华蓥山断裂是盆地内规模最大的断裂带，它是经喜山运动盆地盖层全面发生褶皱后形成的，除主断层外，还派生有次一级断裂自北而南展开。喜山期华蓥山断裂的出现，改变了它自印支期以来长期处于区域性降起有利于油气早期聚集的构造特点，相反，却成为盆地内油气散失最明显的泄压带。但在它两侧背斜带中的次一级圈闭构造情况却又不同，如圣灯山、龙市镇、邓井关、宋家场、桐梓园等，是川南和川西南气区二、三叠系气藏集中分布的地区。这些气藏具有充满程度比较高，气藏压力与静水柱压力较为接近，单位压降采气量较大等特点，反映在后期压力平衡过程中天然气经过比较充分的运移聚集而富集形成气藏，成为一个接近静水柱正常压力梯度的天然气富集区，即常压区。如邓井关气田嘉三气藏地层压力为134.28巴(邓1井)，与折算静水柱压力比值为1.06，单位压降采气量为1700万立方米/巴，宋家场气田阳三气藏地层压力为288.53巴（宋1井），与折算静水柱压力比值为1.02、单位压降采气量为1200万立方米／巴。

另外，沿断裂消失处的圈闭构造也具有上述相似的地质条件，当油气沿着构造走向方向朝断裂带发生散失，这时位于断裂带末端的局部构造，较之和断裂发育带伴生的构造完整、封闭条件好，因此，也是气田出现的一个有利部位。如泸州以西呈北北东向延伸的古井断裂，与古佛山、海潮、荔枝滩、南井等构造伴生组成背斜带，自北而南延伸长达70公里，在断裂带北端最大断距可达850米，直接与地表连通，破坏了构造的完整性，油气遭到散失，钻探结果二叠系产大量水。向南延伸断距减小，在南井高点附近断距小于100米，且潜伏地下，对构造圈闭的破坏性小，保存条件变好，因而在二、三叠系地层中富集形成气藏。此外，如位于华蓥山主背斜南倾部位的相国寺气田，蒲包山构造北倾部位雷音铺构造上的气藏，大池干井背斜南北两端倾伏处的麦子山高点和万顺场高点的气藏也都具有这类特点。

# 第八章 油气藏

## 第一节 概 述

油气藏是指单一圈闭中的油气聚集，具统一的水动力系统和油（气）水界面。若油气聚集的数量足够开采价值者，则称为工业油气藏。由于四川地区许多单一圈闭的平面范围难以确定，四川石油管理局对油气藏、油气田和含油气构造作以下规定：在一个局部构造（或局部地区）范围内获得工业油（气）井的单个油（气）层称为油（气）藏；一个局部构造（或局部地区）内在一个或一个以上气藏中获得2口或2口以上工业气井、且天然气储量至少达到2亿立方米者称为气田；至少有3口油井，且有一定含油面积者称为油田；若只得到工业油（气）井，未达到油（气）田的要求者，则称为含油（气）构造（或地区）；在油（气）藏开采中由彼此连通的油（气）井所组成的单一压力系统称为裂缝系统，是开发的基本单元；如果在一个油（气）藏范围内有2个或2个以上裂缝系统存在，则此种油（气）藏称为多裂缝系统油（气)藏，简称多系统油（气）藏；如果只存在1个裂缝系统，且裂缝系统的范围接近于或等于油（气）藏的范围者，则称为单裂缝系统油（气） 藏，简称为单系统油（气)藏。

四川地区所称之局部构造指闭合的背斜，其中的油气藏多属于背斜圈闭类型；局部地区则是指背斜圈闭以外的构造部位，如鼻状构造、鞍部、断层带，以及单斜或向斜的某一部分，其中的油气藏则属非背斜类型，但其类型往往又非短时期内可以确认，故用局部地区油气藏称之。也有的局部地区油气藏被归并到紧临的背斜圈闭油气藏中，并作为其中的一个裂缝系统对待。例如老翁场背斜的下二叠统阳三（茅口组）气藏就包括了1个背斜气藏和2个局部地区气藏（图8－1)；位于构造顶部的老3、4、5、6井属背斜圈闭气藏，闭合面积（也是含气面积）33平方公里，开采中相互连通；在背斜北翼一个鼻状构造上的老7井以及东端鞍部（ 往东与付家庙背斜相接 ）上的付17井是2个独立的气藏，但是都归并到背斜气藏内，即老翁场阳三背斜气藏包括3个裂缝系统，是一个多系统的气藏。

裂缝系统这个术语在裂缝性储集层结构、渗流力学研究和油气藏等领域内都广泛使用，但含义不同。从储集层这个角度来讲，裂缝系统是指岩层中由2个或2个以上相互交截和彼此连通的有效裂缝组系所组成的、并被不渗透岩体所包围的单一裂缝体系；从渗流力学的角度看，裂缝系统是指一个有封闭边界的各向异性的渗流介质体系。它们所指的都是储集岩体中的一种空隙系统。四川地区所称之裂缝系统则具有油气藏的含义，是指具有单一裂缝系统的储集岩体中的油气聚集，在开采中属于统一的压力系统。它既包括含有油气的储集岩体，也包括储集岩中所含的油气本身；储集岩中的空隙既包括成系统分布的裂缝，也包括与裂缝系统相连通的喉道、孔隙和（或）洞穴等，实际上是第六章（碳酸盐岩储集层）中所定义的储渗系统。四川地区以裂缝系统（ 油、气藏 ）为单位进行储量计算和开采，是油气开发的基本单元。

裂缝系统就其成因可分为两类：第一类产生于油气聚集之前或与之同时，可称之为原生裂缝系统；第二类产生于油气藏形成之后，可称为次生裂缝系统，现用图8－2说明。其中

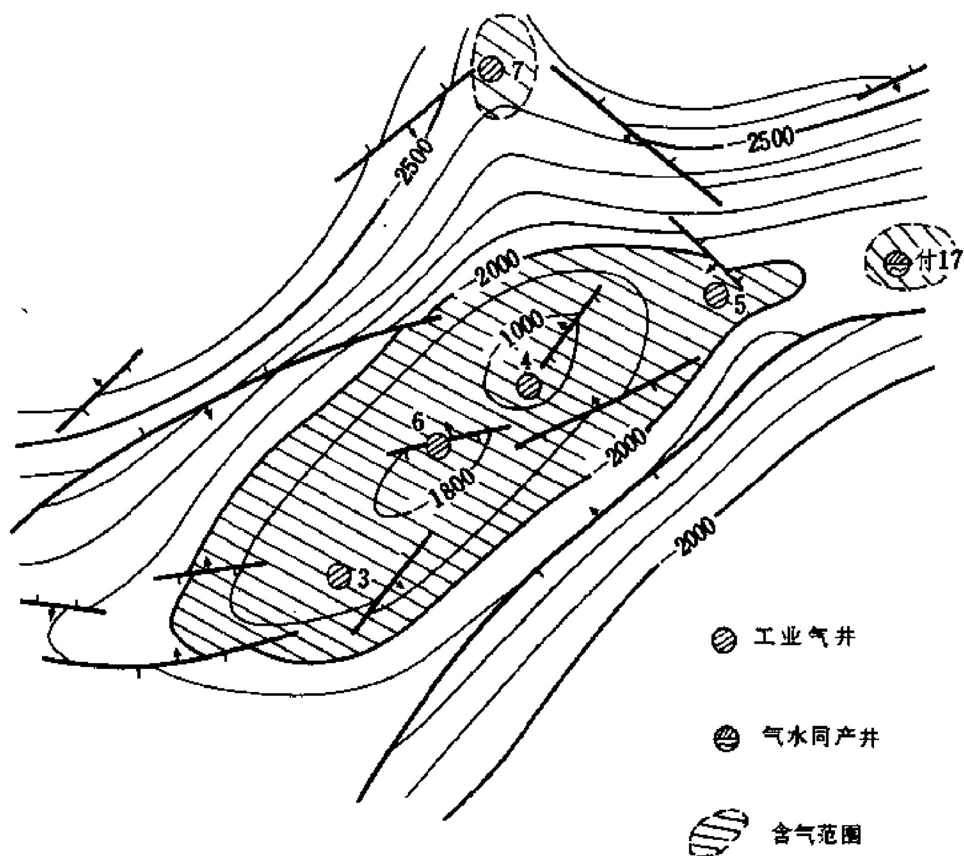



图 8－1　老翁场气田下二叠统阳三气藏平面图

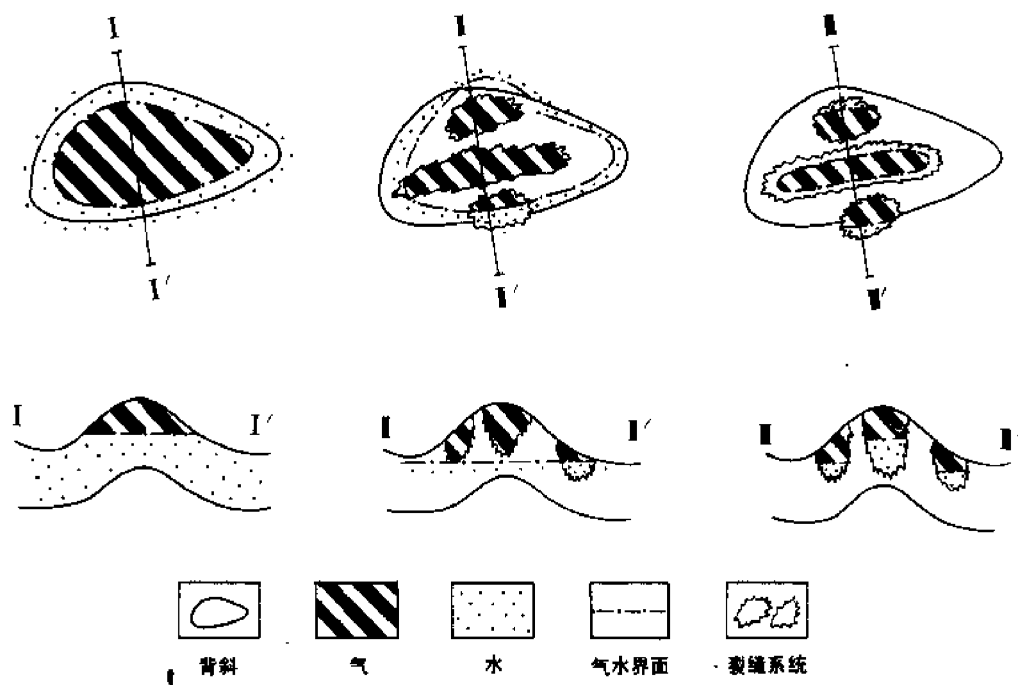



图 8－2　背斜气藏与裂缝系统的关系图

的Ⅰ图表示原生裂缝系统，在背斜范围内的3个裂缝系统都各具自己的原始气水界面，甚至原始地层压力和流体性质也可以不相同，实际上每个系统就是一个独立的气藏；就背斜气藏而言，没有统一的原始气水界面，也不属于单一动力系统。这类裂缝系统与背斜同时形成、或形成于背斜之前，即当油气沿裂缝向背斜运移和聚集时，因为各裂缝系统之间有不渗透的致密岩体相隔，形成多个独立的圈闭，故油气在原始状态下互不相通，并保存至今。如纳溪气田阳三气藏中的多裂缝系统，有的就可能属于此类（见后节讨论）。Ⅱ图代表次生裂缝系统，背斜内有统一的原始气水界面，原始地层压力和流体性质也相同，在原始状态应属于单一的气藏，但当气藏投入开采就出现3个不同的压力系统，成为3个独立的开发单元；可以认为在气藏形成时背斜圈闭内是单一的连通系统，在气藏形成以后由于某些原因引起部分裂缝的堵塞或闭合，才由单一的系统变为多裂缝系统。部分裂缝的闭合很可能是由于地层压力降低所造成，如气藏投入开发后随着裂缝内气体的采出，地层压力要降低；气藏开发之前如有气体渗漏现象的发生，也会引起压力降低。

次生裂缝系统可举付家庙气田嘉一气藏为例（图8－3）。该气藏位于背斜构造顶部，背斜的闭合面积为22.5平方公里，气藏的原始气水界面海拔为－1070米，含气面积21平方公里。有5口气井和1口油气井，气井折算（到付1井产层）的原始地层压力都在

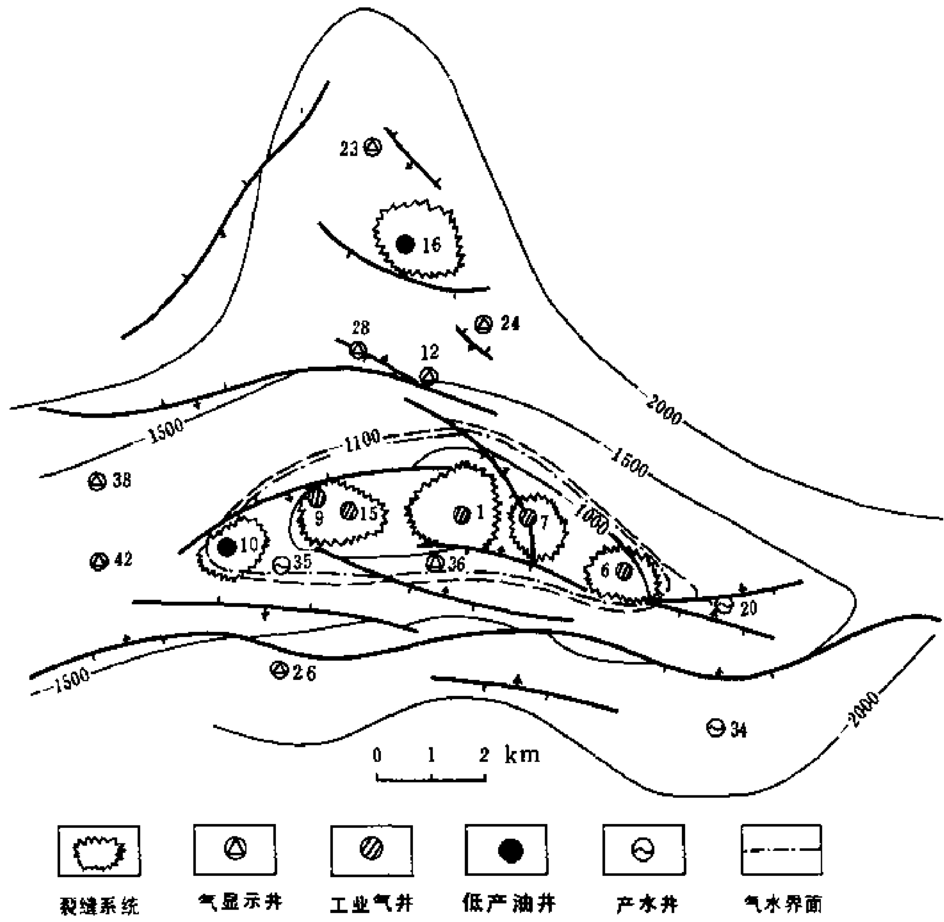



图8－3　付家庙气田嘉一背斜气藏多裂缝系统分布图

137～140巴之间，油、气、水的物理化学性质也相近，说明原始状态下是个单一气藏，但是气藏一投入开采，气井之间就显示出互不连通的现象，如后打开的油气井的地层压力与原始地层压力一致，没有先期压降的现象，观察井的关井压力并不随生产井的压力降低而降低等。据测试资料和采气资料分析，6口气、油井就分为5个裂缝系统，因而以裂缝系统为单位计算储量和开采。值得一提的是背斜北翼鼻状构造上的付16井所产的油、气流，属于另一裂缝系统，它与背斜顶部的5个系统不同，应为原生的裂缝系统，但在生产中也划归背斜气藏。

按照定义，原生裂缝系统是独立的圈闭，油气聚集于其中即形成裂缝系统（或称储渗系统）油气藏；次生裂缝系统在油气聚集时则不是独立的圈闭，而只能作为油气藏中的开发系统（单元）来对待；但生产中未加区别，均作油气藏对待，本志也未区分。

四川地区最早发现的气藏应该是自流井气田的自流井群气藏，最早的气田也是自流井气田。采用现代技术钻探而发现的第一个气藏是1939年发现的石油沟气田嘉五气藏。而第一个工业气田则是本世纪50年代中期建成的圣灯山气田。第一个油藏是1958年3月10日发现的川中龙女寺油田下侏罗统凉高山油藏，第二个油藏是1958年3月16日发现的川中蓬莱油田的大安寨油藏。经过多年的勘探，至1984年底，在四川省境内四川石油管理局所属范围内，共发现气藏245个，裂缝系统358个；油藏15个。已计算储量的气藏151个，裂缝系统256个；油藏都未正式计算储量。

## 第二节　油气藏特征

### 一、油气层的地质时代都较老

以各时代地层中油气藏的个数比较，已发现的260个油气藏中，元古界1个，古生界104个，中生界155个。其中又以三叠系（132个）和二叠系（93个）较集中，二者合计的油气藏数占油气藏总数的86.5%。油藏局限于侏罗系，三叠系及其以下的层位只有气藏。

以各时代气藏的储量来看，中生界气藏的储量占已探明天然气总储量的35.6%，古生界气藏储量占43.3%，元古界气藏储量占20.1%。后二者合计占总储量63.3%以上。

油气藏在地层剖面中的这种分布，是由四川盆地特定的地质条件所决定的，因为四川盆地老地层相当发育，且形成油气藏的基本地质条件较好，生储盖组合多，油气层多（图8－4），分布广，故气藏数量多。随着对深层勘探程度的提高，老地层气藏的数量和储量所占的比例还会增大。另一方面由于三叠系以下地层埋藏深，时代老，有机质演化程度高，因而只有气藏保存，而埋藏较浅的侏罗系则有原油存在。白垩系和第三系分布局限，且成油条件差，故尚未发现油气藏。

### 二、储盖组合有多种类型

以岩类的组合而言，属砂岩（储集层）—泥质岩（盖层）组合类型的油气藏有33个，只占油气藏总数的12.7%；碳酸盐岩（储集层）—泥质岩（盖层）类型的有119个，占45.8%；碳酸盐岩（储集层）—硬石膏岩（盖层）类型的95个，占36.5%；碳酸盐岩（储集层）—泥灰岩和泥岩（盖层）类型的13个，占5%。从天然气的储量比较，有砂岩组合的气藏的储量只占6%，而有碳酸盐岩组合者占94%。

从储集层与盖层之间的连续性来看，间断式组合（即储集层与盖层之间有一假整合面或不整合面）的油气藏98个，占油气藏总数的37.7%；连续式组合的油气藏162个，占

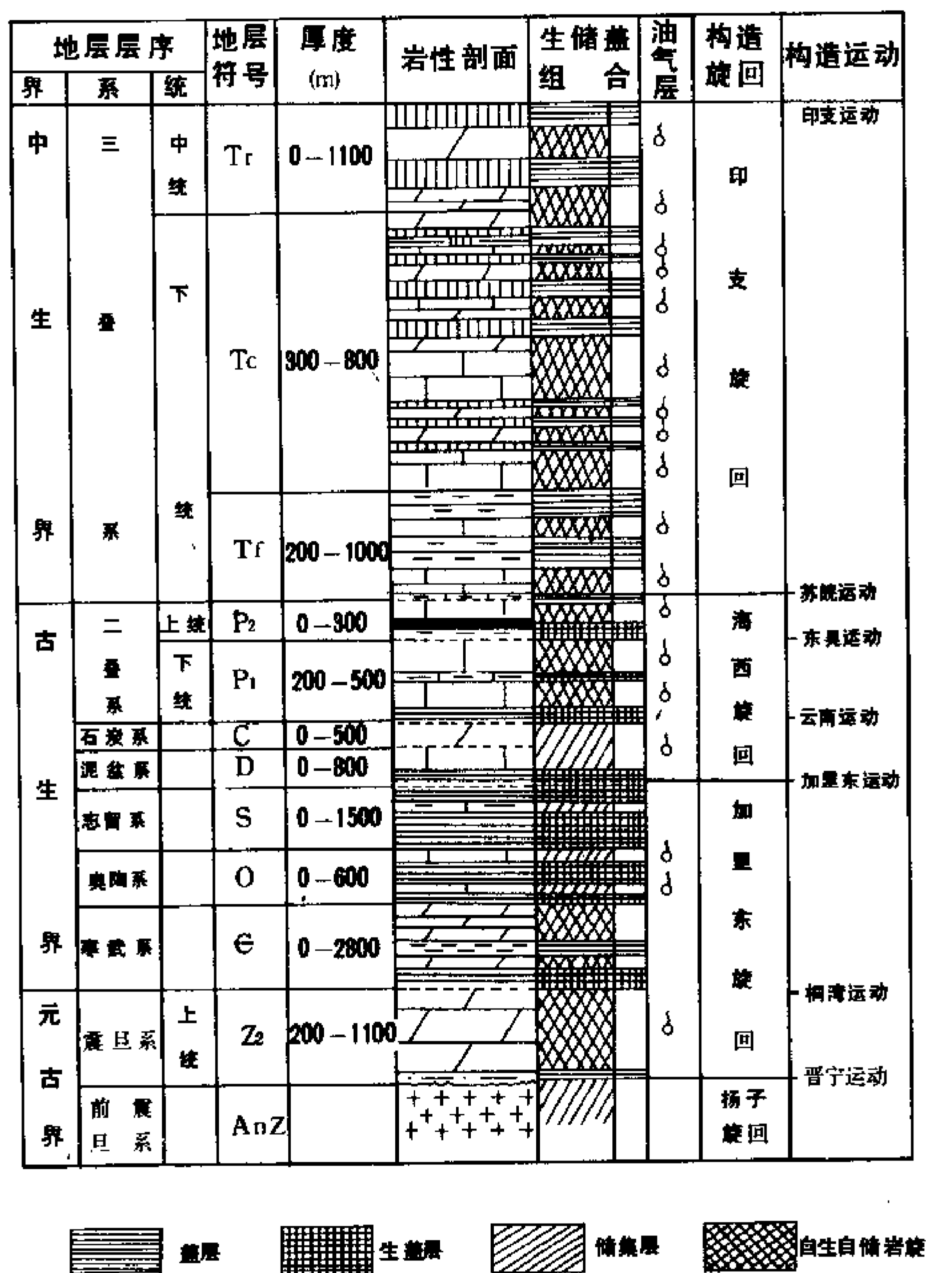



图 8－4 四川盆地上元古界—中三叠统生储盖组合柱状图

62.3%。以气藏的天然气储量而言，连续式组合的气藏储量只占总储量的 33%，而间断式组合的占 67%。

四川盆地油气藏的泥质岩盖层一般厚度是 50～200 米左右，最薄者 6～12 米（如下二叠统梁山组为川东地区石炭系气藏的有效盖层）。硬石膏岩盖层的一般厚度为 10～50 米，最薄者只有 3～5 米（如川南地区嘉二段中的 3 个硬石膏层段，它们可以分别作为嘉二$^{3}$、嘉二$^{2}$、嘉一气藏的有效盖层，单层厚度一般 3～4 米）。对盖层的物性和孔隙结构作过少

量分析，硬石膏的孔隙度小于0.8%，渗透率小于$0.01\times10^{-3}$平方微米（即小于0.01毫达西），排驱压力大于100巴。泥灰岩的孔隙度0.53～0.84%，渗透率小于$0.01\times10^{-3}$平方微米，排驱压力（$P_d$）300～450巴，平均喉道半径（$\bar{r}$）小于0.02微米，剩余湿相饱和度（$S_{min}$）大于60%。泥质岩的岩性松软，吸附力强，未测得物性数据，但作为盖层其质量不亚于泥灰岩。此外，盖层岩类的共同特点是裂缝不发育。

四川盆地的油气勘探证明，要使最容易逸散的天然气得以保存，除具备直接盖层外，区域性分布的、位于其上的间接盖层也不可缺少。因为任何盖层的封隔能力都是有限的，当其驱替压力低于下、上两邻层间的压力差时，储集层中的气体就要克服盖层微孔隙的毛细管阻力往上逸散；如果上部还有间接盖层建立起一定的压力，那么会使上述的压力差减小甚至消失，油气的逸散就得以抑制。广泛分布于盆地内的侏罗一白垩纪红色泥质岩，厚度数百至千余米，是三叠系及其以下油气藏的间接盖层；油气藏的时代越老，它的间接盖层也越多。

**三、储集岩以碳酸盐岩为主**

依据统计资料，260个油气藏中碳酸盐岩油气藏为227个，占油气藏总数的87.3%；砂岩油气藏33个，只占12.7%。以石灰岩储集层为主者120个，以白云岩为主者14个，白云岩加石灰岩者126个。以天然气储量而言，砂岩气藏的储量只占总储量的0.3%，碳酸盐岩气藏的储量占99.7%。

以沉积相而言，海相地层的油气藏216个，占油气藏总数的83%；陆相地层的油气藏44个，只占17%。

单个储集层厚度最厚者为650米，如威远气田震旦系气藏；最薄者5～10米，如相国寺气田的中石炭统气藏。多数气藏的储集层厚度为50～150米。储集层的厚度与气藏质量的优劣一般呈正相关关系，如分布在厚度大于100米的震旦系、茅口组、嘉一段、嘉三段、雷三段、嘉二段等储集层中的气藏，每平方公里的天然气储量都大于0.7亿立方米。但也有例外，如中石炭统和嘉五'气藏，储集层厚度都不超过70米，而每平方公里的天然气储量则大于1亿立方米，这是因为其有效孔隙层段的厚度较大、分布较稳定、孔隙度也相对较高的缘故。

**四、油气藏中空隙组合的类型多样**

四川盆地油气藏的储集层，无论是砂岩或碳酸盐岩，绝大多数属于低渗透性，没有裂缝发育者往往不具备工业油气流的产能。因为天然裂缝具有很高的渗透性，故成为地下流体渗滤的主要通道。另一方面裂缝空隙度很低，一般为0.1～0.3%，容纳油气的数量有限。因此岩层中既有裂缝又有孔隙或洞穴发育时，才能形成储渗性能兼具的油气储集层。据已发现的260个油气藏统计，属裂缝－孔隙型的116个（占44.6%）；裂缝－洞穴型的105个（占40.4%）；纯裂缝型的24个（占9%），孔隙型的15个（占6%）。

以天然气储量看，裂缝－孔隙型气藏的储量占总储量的68.89%，裂缝－洞穴型者占30.24%，孔隙型和裂缝型者分别为0.23%和0.64%。

就裂缝对油气产能的重要性而言，可以把四川盆地的油气藏概括地统称为裂缝性油气藏。

**五、油气藏多分布在背斜构造上**

据245个气藏和15个油藏统计，分布在背斜上的气藏228个（占气藏总数的93.1%），油藏12个（占油藏总数的80%）；分布在断层带（包括断鼻、断块和半边背斜）的气藏

11 个（占气藏总数的 4.5%）；分布在鼻状和鞍部构造上的气藏 4 个（占气藏总数的 1.6%），油藏 1 个（占油藏总数的 6.7%）；分布在单斜、向斜的气藏和油藏各 2 个。背斜油气藏多的原因有以下几方面。

1）背斜的数量多，圈闭的质量好。到 1984 年底为止，已发现地面背斜构造 261 个（其中四川省境内 241 个），潜伏构造 204 个（其中四川省境内 188 个）。除少数地面构造受断层破坏外，其余皆为闭合较完整的背斜。

2）背斜是构造裂缝较集中的构造单元。因为裂缝对于油气在低渗透储集层中的运移、聚集和产出都极为重要，故裂缝发育的圈闭背斜就成了油气富集的好场所。

3）以往的勘探工作重点多在背斜构造上。随着对非背斜油气藏分布规律的认识和勘探成功率的提高，今后背斜油气藏所占的比例将会降低。

也应该指出，分布在背斜上的油气藏也有少数是非背斜类型。例如位于相国寺背斜南长轴上的中石炭统气藏属于剥蚀上倾尖灭的地层圈闭类型，位于龙女寺背斜顶部的下二叠统阳二气藏属于白云岩化岩块圈闭类型，位于建南背斜东长轴上的上二叠统长兴组气藏属于生物礁圈闭类型，它们将于后节讨论。

**六、油气藏的烃类相态以干气为主**

260 个油气藏中干气藏（或纯气藏）有 238 个（占总数的 91.5%），凝析气藏 7 个，油藏 15 个。这是四川盆地沉积岩层中有机质演化程度高的必然结果。

**七．开采时气藏中地层水活跃，油藏则很少见水**

已投入开采的 205 个气藏中 128 个有地层水产出。气水同产井占气井总数的 37%，因水淹停产或受影响而关闭的气井占已投产井的 32.8%。气井出水是影响产气量的重要因素。油藏在钻探和生产中则很少发现地层水，只有蓬莱油田的大安寨油藏具边水，开采中水较活跃。

**八、多裂缝系统气藏占的比例最大**

四川盆地的气藏多半都是多裂缝系统气藏，从计算了储量的 151 个气藏分析，单裂缝系统气藏只有 21 个，占 151 个气藏的 14%；其余的绝大多数为多裂缝系统气藏。由于气藏被分割为多个裂缝系统，有效的含气面积减小。如前面所提到的付家庙气田嘉一背斜气藏，以气水界面等高线所圈闭的含气面积为 21 平方公里。而根据储量和动态资料所估算的 5 个裂缝系统的总有效含气面积只有 15 平方公里，即含气面积减少了 30%。

多裂缝系统气藏的成因有多种因素，从气藏储集体的结构来看，主要有：①孔洞层不连续，成透镜状分布。孔洞层的渗透性虽然很低，但比起致密岩还是要高得多。据四川盆地的低渗透性孔洞层渗透率的分析资料看，一般都大于 $0.01\times10^{-3}$ 平方微米，中值喉道宽度一般大于 0.05 微米，可作为油气运移的次要通道。如果孔洞层连续性好，在整个圈闭范围内都有分布，则通过这些细小喉道经过漫长地质历史时期的运移和调整，流体在圈闭中的分布可以达到平衡，形成单系统（原生的）气藏；如果连续性差，加上裂缝的匹配不良，则会形成多系统。②多为直压应力的构造类型。这种背斜上一般只发育纵张缝和横张缝，组成"十"字形结构。因它们延伸和穿层的范围都较小，因而在背斜范围内常出现多个互不连通的多裂缝系统，特别是在孔洞层不发育的致密碳酸盐岩储集层（如下二叠统石灰岩储集层）中更为常见。相反，在先压后扭的背斜（压扭型）中，则为扭张缝（一个或两个组系）与纵张缝和横张缝并存，组成"才"字形或"米"字形结构；具有这种裂缝结构的背斜中不仅有效裂缝的组系多、相互交截的机遇率高，而且由于扭张缝延伸长、穿层深、张开时间晚（张

扭缝是褶皱前形成的"X"型共轭裂缝在受扭应力时再次张开），以它为主体和纵张缝、横张缝沟通共同组成的裂缝系统规模大、范围广，在背斜中常成单裂缝系统。③断层的切割。此外，还受裂缝的矿化作用、裂缝的发育程度等因素的影响。

## 第三节　油气藏类型的划分

**一、前人对油气藏划分的情况**

对于四川盆地油气藏类型的划分未作过专题性的研究，只在一些技术报告和文章中提及。

在四川盆地进行油气勘探，一开始是以背斜学说为指导的，因而在本世纪50年代发现的气藏都归为背斜圈闭的类型。稍后又称为裂缝性背斜气藏。

1954～1956年在对自流井气田的研究中，发现裂缝性气层具有地层稳定和裂缝层突变的特点，因而将嘉三气藏归为"不规则层状气藏"的类型，这是形态分类的首次使用。

60年代初期认识到川中地区大安寨油藏主要受岩性控制，因而把它归为岩性油藏。为了强调其裂缝性特点和区别于一般岩性圈闭，又把它称为裂缝性岩性油藏，或称为微裂缝－溶蚀孔洞型岩性油藏。

随着投入开发的气藏数量的增加和气藏内加密井的增多，开采中多压力系统并存的现象不断出现，因而提出了"裂缝系统"的概念，并将它作为气藏的次一级单元。60年代就把背斜气藏划分为单裂缝系统气藏和多裂缝系统气藏两类。有人认为裂缝系统是裂缝尖灭形成的单一圈闭，因而提出"裂缝尖灭圈闭气藏"的名称；有人认为裂缝是储集空间，致密岩块是隔挡体，因而应称为"构造裂缝－岩块圈闭"。

1981年，四川石油管理局在对四川盆地油气勘探30年的初步总结中对背斜气藏进行过分类，根据背斜内裂缝系统的数目和相对大小，将背斜气藏分为3类：①单系统背斜气藏，指背斜圈闭内的同一气层只有1个裂缝系统；②等大多系统背斜气藏，指背斜圈闭的同一气层中有2个或2个以上裂缝系统，且各裂缝系统的大小都相近，简称多系统气藏；③主次多系统背斜气藏，指背斜圈闭内的同一气层中有2个或2个以上裂缝系统，其中1个是主要裂缝系统，其余的为次要裂缝系统，主要系统的储量往往超过次要系统的累积储量。根据储集层的结构特征和非均质程度又将每类分为2个类型，即较均匀型和不均匀型。较均匀型是指气藏的储集层由分布较稳定的孔洞层和组系较多、密度较大的裂缝网格体所组成，储集层的非均质程度相对较小。不均匀型是指气藏中储集层的非均质程度高，一般没有成层分布的孔洞层存在，裂缝密度小（详细分类见表8－1）。在分类的同时，通过对35个气藏勘探开发史的分析，总结了各类气藏在勘探和开发中适用的方法。如认为单系统较均匀型气藏，可用容积法计算天然气储量，按常规方法和程序进行勘探和开发，但要依据裂缝分布规律布井。单系统不均匀型气藏，可用常规程序控制含气范围，但要严格按照裂缝规律布井，用动态法计算储量。多系统气藏则采用"滚动式"的勘探开发方法，是进行二次勘探的主要对象等等。这个分类是四川地区最早的一个系统的分类，因其考虑了四川储集层裂缝性特点，并与勘探、开发方法结合，所以在生产中（包括勘探和开发）被采用。但是此分类仅局限于背斜气藏，范围较窄，而且"型"的划分标志也不确切，这是分类的不足之处。

四川石油管理局地质调查处在对构造分析评价的基础上，采用储集层空隙组合类型为依据，对油气藏的类型进行划分（表8－2），认为这种分类适合于四川裂缝性油气藏的特点，

表 8－1　四川盆地背斜气藏类型划分表（1981）

| 气藏类型 | | 背斜受力方式 | 空隙组合类型 | 裂缝结构特征 | 孔洞分布特征 |
|---|---|---|---|---|---|
| 类 | 型 | | | | |
| 单系统类（I） | 较均匀型（$I_1$） | 不定 | 裂缝－孔隙 | 多组系，密网状 | 连续性好的孔洞层 |
| | 不均匀型（$I_2$） | 直扭 | 裂缝－洞穴 | 多组系，稀网状 | 溶洞分布不均 |
| 等大多系统类（Ⅱ） | 较均匀型（$Ⅱ_1$） | 直压 | 裂缝－孔隙 | 组系较少，密网状 | 透镜状孔洞层 |
| | 不均匀型（$Ⅱ_2$） | | 裂缝－洞穴 | 组系少，稀网状 | 溶洞分布不均 |
| 主次多系统类（Ⅲ） | 较均匀型（$Ⅲ_1$） | 直压直扭复合 | 裂缝－孔隙 | 组系较少，密网状 | 透镜状孔洞层 |
| | 不均匀型（$Ⅲ_2$） | | 裂缝－洞穴 | 组系少，稀网状 | 溶洞分布不均 |

表 8－2　以储集层性质为依据的油气藏分类表（1983）

| 油气藏类型 | 裂缝－孔洞型 | 孔洞－裂缝型 | 孔隙－裂缝型 | | 层理裂缝型 |
|---|---|---|---|---|---|
| | | | 中坝式 | 遂南式 | |
| 层位 | $Tr^3$, Z, $Tc^5{}_1$, $C_2$ | P, Tc, Tf | $T_3x$ | Th | $J_1^4$ |
| 统一气水界面 | 有 | 无 | 有 | 无 | 无 |
| 油气藏内裂缝系统 | 单系统 | 多系统 | 单系统 | 多系统 | 多系统 |
| 井间连通 | 好 | 差 | 好 | 差 | 差 |
| 单储系数 | 高 | 不定 | 高 | 低 | 低 |
| 单井产能 | 高 | 不定 | 高 | 不定 | 低 |
| 圈闭类型 | 背斜 | 背斜及非背斜 | 背斜 | 非背斜 | 非背斜 |
| 探井成功率（%） | 61～86 | 41～53 | 50.5 | 22.4 | 未统计 |
| 储集层稳定性 | 稳定 | 不稳定 | 稳定 | 不稳定 | 较稳定 |

与探井成功率关系密切。国外也有人用空隙组合类型来划分油气藏●，就是根据孔隙系统类型将碳酸盐岩油气藏划分为粒间－晶间孔隙型、溶洞－溶解孔隙型和裂缝－基质孔隙型三种类型。作者认为碳酸盐岩油气藏与砂岩油气藏的动态特征有根本的区别，这种分类的重要性就在于考虑到了这些独特的孔隙组合对烃类运动的不同影响。

1981 年司徒愈旺曾著文论述天然气藏类型，他以圈闭成因进行了分类，其中列举了四川的一些实例（表 8－3）。

**表 8－3　以圈闭成因为依据的气藏分类（1981）**

| 构造圈闭 | | 岩性圈闭 | | | 地层圈闭 | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 亚类 | 实例 | 亚类 | | 实例 | 亚类 | | 实列 |
| 背斜圈闭<br>1.与褶皱作用有关的背斜圈闭 | 中坝气田须二和雷三气藏 | Ⅰ.透镜状岩性圈闭 | | 川中香溪群砂岩，川南嘉一扁豆状灰岩 | Ⅰ.不整合圈闭 | | |
| | | Ⅱ.尖灭状岩性圈闭 | | 须家河砂岩川西向川中上倾超覆尖灭圈闭（推断） | | | |
| 2.与基底隆起有关的背斜圈闭 | 威远背斜震旦系气藏 | Ⅲ.与溶蚀及次生白云岩化有关的岩性圈闭 | 1.古正风化壳型圈闭 | 威远气田基岩（推断） | Ⅱ.古地形圈闭 | 1.生物礁型圈闭 | 建南气田长兴生物礁气藏 |
| | | | 2.古岩溶风化壳型圈闭 | 川南阳新统气藏 | | 2.潜山型圈闭 | 川东石炭系气藏 |
| 3.与断层有关的背斜圈闭 | 卧龙河气田嘉五$^1$气藏 | | 3.次生白云岩化型圈闭 | 阳二$^2$白云岩气藏 | | | |

1983 年，四川石油管理局川东矿区将该区的 34 个气藏归为背斜圈闭气藏和地层－背斜复合圈闭气藏两类，然后又根据空隙组合类型分为裂缝－孔隙型、孔藏－裂缝型和裂缝型（表 8－4）。应该说，据圈闭成因的分类有利于指导勘探，据空隙组合的分类有利于指导开发，两者结合分类的思路是好的。

● R.W.曼农，H.H.里克第三，成都地质学院石油系和四川石油管理局地质综合研究大队译，《碳酸盐岩石油与天然气开采》，科学出版社，1978。

表 8－4　据圈闭成因及空隙组合的气藏分类(1983)

| 气藏类型 | 类 | 背斜圈闭 | | | 地层－背斜圈闭 | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | 型 | 裂缝－孔隙型 | 孔隙－裂缝型 | 裂缝型 | 裂缝－孔隙型 | 孔隙－裂缝型 | 裂缝型 |
| 实例 | | 卧龙河气田的 $Tc^5_1$—$Tc^4_3$ 气藏 | 卧龙河气田 $Tc^3$ 气藏，张家场气田 $Tc^3_1$—$Tc^1$ 气藏 | 相国寺气田的 $P^3_1$、$P^2_2$ 气藏 | 相国寺、张家场、福成寨、卧龙河气田的 $C_2$ 气藏 | (缺) | (缺) |

用构造形态来划分背斜油气藏类型也是四川地区许多人的主张。早在 1963 年，四川石油管理局科学试验研究所在构造评价研究中就强调了背斜形态对油气聚集的重要性。此后许多同志就用背斜形态作为划分油气藏（背斜）的依据。

有的研究者认为，应采用圈闭、储集层、流体等因素相互组合的分类方法，提出把圈闭成因分为构造、岩性、地层圈闭三大类；储集层结构分为单储渗系统和多储渗系统两类；储集层类型分为裂缝－孔隙型(包括孔隙)和裂缝型(包括裂缝－洞穴型)两类；以及依据气藏开采中地层水活跃程度而分为有水和无水两类。再以这些要素排列组合而作细分类。这种分类考虑的因素虽然较多，但过于繁琐，看来也难以应用。

此外，在一些石油地质专著中，也曾不同程度地提到过四种盆地的油气藏类型。如《中国石油地质学》[●]中提出："四川盆地已发现的气田，是属于裂缝性的气藏"(192 页)；"目前四川盆地已发现了大量的油气田，这些油气田除川中部分油田外，几乎全都是背斜型油气田"(292 页)。

综上所述，可归纳为以下几点：① 从开始勘探以来，就不断地涉及油气藏类型的划分问题，说明这一问题与生产实践有紧密联系；② 勘探初期是将已发现的油气藏套到常用的分类上，属于一般性的认识阶段；以后由于发现现成的分类难于表达四川油气藏的特征，开始探索寻求适宜于四川裂缝性气藏的分类原则；③ 由于对油气藏地质特征的综合性研究不多，目前还难以提出一个符合实际的比较系统的分类方案。

**二、本志采用的油气藏分类方案**

本志以圈闭的成因为主、圈闭的结构为辅作为划分油气藏类型的原则。前者作为划分大类和类的基础，后者作为划分型的依据，即采用圈闭的成因－结构分类。

圈闭是油气藏形成的基础，圈闭的成因类型决定着油气藏的形成和分布，因此，以圈闭成因为依据，将油气藏分为构造、岩性和地层三大类，进而再细分为若干类。

圈闭结构指的是圈闭范围内裂缝系统的分布，可分为单裂缝系统型和多裂缝系统型。采用裂缝系统作为次一级分类的依据，这是因为：① 它是评价裂缝性油气藏最重要的因素。四川盆地把裂缝系统作为油气勘探和开发的基本单元，勘探和开发的工作方法也根据各裂缝系统的特点而有所不同；油气藏的质量也与圈闭中裂缝系统的多少有关，如在圈闭大小和储集条件相同的条件下，单系统常常优于多系统。② 可以用于各类圈闭，使分类统一。因为四川盆地油气藏的储集层绝大多数都具裂缝性特点，各类成因圈闭中都会遇到两种裂缝系统。③ 裂缝系统的分布可根据地质条件进行预测。形成单系统的圈闭包括以下条件：储

● 王尚文主编，石油工业出版社 1983 年版。

集层中有孔洞层存在，且在圈闭内的分布较稳定；有效裂缝组系有3个或3个以上，且岩芯中有效裂缝的密度大于每米1条；如果是背斜圈闭，则构造的受力方式为直扭类型。形成多系统圈闭的条件是：储集层中没有成层性良好的孔洞层或只在其中夹有呈透镜状的孔层，主要是由致密岩层组成；有效裂缝组系一般少于3个，岩芯有效裂缝密度小于每米1条；如果是背斜圈闭，则构造受力方式为直压型或直压与直扭复合型。

根据上述原则，把四川盆地已发现的油气藏类型，列于表8－5中。

表8－5 四川盆地油气藏类型划分（本志分类）

| 大类 | 类 | 型 | 实例 |
|---|---|---|---|
| 构造圈闭 | 背斜 | 单系统 | 威远震旦系气藏，宋家场和自流井阳三气藏 |
| | | 多系统 | 纳溪阳三气藏、付家庙和阳高寺嘉一气藏 |
| | | 多层单系统 | 卧龙河嘉五[1]气藏，黄家场阳新统气藏 |
| | 断层 | 单系统 | 大兴西香溪群气藏 |
| | | 多系统 | 龙市镇阳三气藏 |
| 岩性圈闭 | 生物礁 | | 建南长兴组气藏 |
| | 白云岩化岩块 | | 龙女寺珂二气藏 |
| | 岩层尖灭 | 单系统 | 川南嘉一和嘉二气藏 |
| | | 多系统 | 川中大安寨油藏 |
| | 其它 | | 云锦地区嘉一气藏、茅口组气藏<br>遂南香溪群气藏 |
| 地层圈闭 | 剥蚀尖灭 | | 相国寺中石炭统气藏 |

## 第四节 油气藏实例

### 一、构造圈闭油气藏

1、背斜圈闭类型

（1）单系统背斜气藏

单系统背斜圈闭气藏可以威远气田震旦系气藏为例。通过勘探和开发，证明震旦系气藏属背斜圈闭类型，只有一个裂缝系统，属单系统型的气藏。根据是：

1）震旦系顶面背斜圈闭完整。

2）天然气聚集受背斜形态和高度的控制，流体按重力分异，气藏分布在背斜构造的顶部，外围为水，有统一的原始气水界面。

3）开采中为单一压力系统；气藏原始地层压力295.3巴，后打开的气井都有先期压降现象；气藏经过三次干扰试验证明，在开采过程中全气藏内部的气井相互连通，说明在原始状态下和开采过程中都是统一的动力系统。

但这个背斜圈闭气藏具裂缝性的特点，在含气范围内孔洞层分布虽较稳定，但储集条件

变化很大（可参见图8－5）。

总的来看，靠近背斜的轴部和顶部，储集层厚度大，裂缝发育，渗透性能高，钻进中显示好，对气层改造的难度小，气井产能高，开采中地层水较活跃，是主要采气区；在背斜的

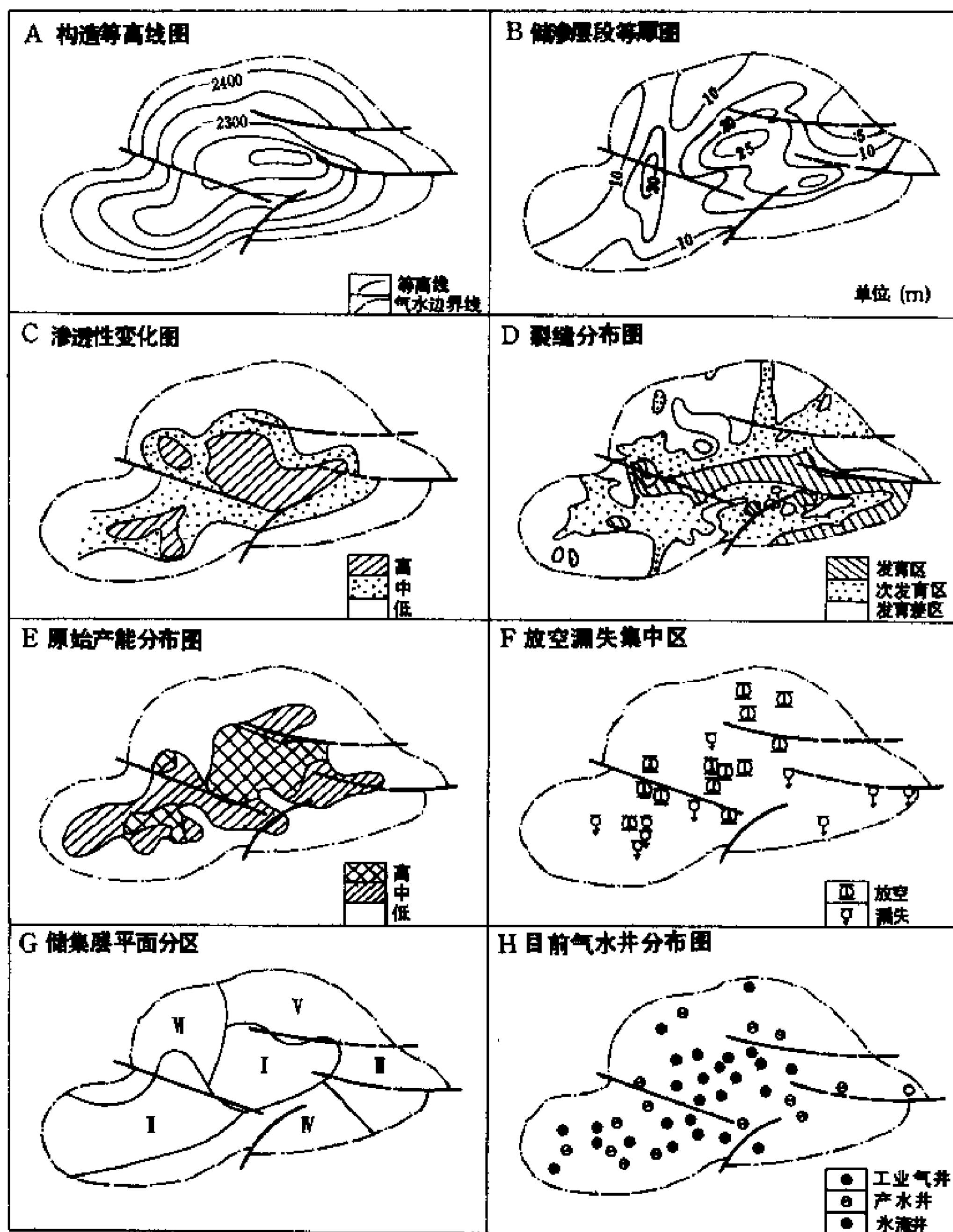



图8－5　威远气田震旦系气藏平面图

G图中的Ⅰ为高储高渗区，Ⅱ为中储高渗区，Ⅲ为高储中渗区，Ⅳ为低储中渗区，Ⅴ为中储中渗区，Ⅵ为中储低渗区

翼部和端部，上述特征都相应变差。这种变化是裂缝性储集层的非均质性反映，因为背斜轴部和高点裂缝发育，而向翼部和端部区裂缝发育的程度则变差。

此外，背斜圈闭的天然气充满度很低，其中的面满度只有25.4%，高满度只有27.3%，综合充满度26.3%，这可能是背斜形成时间晚，油气聚集不充分所致。此气藏的其它特征将在第十章中叙述。

(2)多系统背斜气藏

此类型可以纳溪气田下二叠统气藏为列。

纳溪气田位于纳溪县境内，为一东西向背斜构造。地面背斜为单箱状，闭合面积102平方公里，闭合度650米，南翼陡（12°～47°），北翼缓（7°～12°），未发现断层，圈闭完整。地腹构造仍然存在，但具有小高点多，小断层多，圈闭面积变小等特点。下二叠统顶面构造的闭合面积85.8平方公里，闭合度850米，长轴28.4公里，短轴6公里，地层倾角北翼为10°，南翼为11°～14°。圈闭范围内共有5个高点，为东西向成串相联，其中主高点闭合面积40.9平方公里，闭合度650米，与地面高点相对应，但往北偏移。有断层28条（其中主高点16条），都属逆断层，主要组系为东西延伸的走向断层，多分布在背斜的轴部；此外，还有北东、北西两个组系，主要分布在背斜北翼。断距一般仅数十米，南翼的走向断层最大断距可达680米，中小断层有利于促进裂缝发育。

背斜由压应力作用方式形成，早期受南北向挤压形成东西向构造；晚期又承受东西向挤压形成向南北突出的鼻状构造。两组构造重叠的复合部位，控制了次一级高点的形成。

据地面裂缝调查和模拟试验，裂缝发育程度较差，裂缝类型以纵张缝为主，次为横张缝。张裂缝追踪形迹不显著，延伸和穿层的程度不大；在平面上的分布不均匀，裂缝发育区分布在高点、轴部和断裂带附近。

纳溪气田已获得7个工业气藏，自上面下为：香六段、香四段、嘉一段、飞一段、长兴组、茅口组和栖霞组等气藏。在背斜范围内部具有多裂缝系统的特点，属于多产层、多系统背斜气田。现仅以下二叠统茅口组气藏（又称阳三气藏）为例，对其特点记述于后。

茅口组气藏的盖层为上二叠统龙潭组泥质岩，底层为茅口组底部泥质岩与泥灰岩；储集层为茅口组中上部的生物灰岩，厚140～180米。产气层段的岩性特点是生物含量高（占60～80%）、质纯（方解石含量大于95%，泥质含量小于2%），质硬性脆（抗压强度1401～2196巴，岩石弹性模量882594巴，塑性系数1.96～2.08），原生孔腌多已消失，变为致密岩石，其平均孔隙度仅0.8%，渗透率小于$0.01\times10^{-3}$平方微米，孔腌喉道的宽度小于0.04微米，排驱压力大于100巴，翼非孔腌性储集岩类；但其中有的层段在局部地区次生溶蚀孔洞和构造裂缝发育，形成为裂缝～孔洞型储集岩。次生溶孔发育的层段，岩芯分析平均孔隙度2～3%，最高可达21.18%；但渗透率一般小于$0.1\times10^{-3}$平方微米，单层厚度一般仅为十几厘米至几十厘米，累积厚度也只有几米，这些孔洞层段在纵向上没有固定的层位，横向上连续性也很差，相距1～2公里的井之间也难于对比。如纳39井在茅口组中有一断层，断距107米，在断点及其上盘取出的岩芯溶孔很发育，平均孔隙度6.06%，最高20.58%；在钻进中放空0.15米，说明既有小的溶孔，也有规模较大的溶洞，且裂缝也较发育，是一孔洞缝发育层段，厚4米。在断点附近，测试日产气量28万立方米，日产水131立方米。但断层下盘相同层位的岩芯则很致密，孔隙度都小于2%，裂缝发育也很差，钻进中无显示。这类多孔岩体形状很不规则，分布零星。至于裂缝和溶洞发育的非均质程度则更为明显，例如位于构造西端的纳6井，直眼和侧眼的井底平距不超过10米，直眼清水钻

穿了整个气层，因未遇缝洞为干井；后来侧眼钻到气层上部时，钻具突然放空2.25米，随之发生井漏和强烈井喷，说明钻遇了大型溶蚀洞缝。经测试日产气14万立方米，日产水43立方米。采气已24年，累计产气1.95亿立方米，累计产水26.8万立方米。目前每日仍能产气1万立方米，产水10立方米，可见此缝洞系统是很大的。其它产气井在钻进中也常发现钻具放空、恶性井漏和强烈井喷等现象。有的高产井日产气量可达800万立方米，而其旁边就为无任何显示的干井。这些都说明缝洞的规模相当大，但分布很不均匀，呈不规则的团团块块状分布。

形成次生的孔、洞、缝三种空隙的控制因素各不相同，因而它们在岩层中的分布和组合也有很大差异。总的可分为四种情况：一是孔、洞、缝都发育，构成储量和产量都较大的储渗岩体。二是裂缝发育，孔和洞较差，在生产中是"一喷而尽"，如纳21井钻至阳三$^2$B层强烈井喷，经测试日产气135.53万立方米。但投产后，产气量大幅度递减，累计产气0.62亿立方米，累计产水1211立方米气藏即告枯竭。三是有孔隙层存在，但裂缝不发育，储集层渗透性很差，有气产不出。如纳27井孔隙层厚约3～4米，平均孔隙度3.29%，据钻进和测井资料解释为含气层，但是渗透率很低，岩性致密，未见张开裂缝，经三次压裂、酸化和测试只获得少量天然气（日产气0.76万立方米）。四是孔、洞、缝都不发育的致密岩，如纳23井取出岩芯未见明显的空隙，测井解释也为很差的储集层，先后经过5次酸化及加砂压裂，泵压达到780巴，加砂11立方米，液面降到井深1900米测试，每日只产天然气400立方米；这种致密岩在气藏中起隔挡作用。

至1984年底，钻穿或钻达茅口组的井共39口，获气井18口，它们集中分布在背斜构造内，说明背斜对储集层的改造和油气聚集有重要作用。但是含气范围又不连片，并不是每处都能打出工业气井，具有高度非均质性的特点。表现在：① 具多个裂缝系统，已获得的18口工业气井分为15个裂缝系统（图8－6），处于这些系统之间的井则为干井。② 这些系统中气井的产出层位高低不一，横向上难于对比。③ 背斜内没有统一的气水界面，各系统产水的情况也很不相同（表8－6）。有少数系统地层水极少或无地层水，例如纳8井

表8－6　纳溪气田茅口组多系统背斜气藏气水关系数据表

| 裂缝系统名称 | $P_1$顶面海拔 (m) | 产层 | | 测试结果 | | 到1984年底总产量 | | 备注 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | 层位 | 中部海拔 (m) | 日产气量 ($10^4m^3$) | 日产水量 ($m^3$) | 气 ($10^4m^3$) | 水 (m) | |
| 纳9井 | －2310.6 | $P_1{}^3{}_2C$ | －2526.0 | 18.30 | 有水 | 1921.9 | 4434 | |
| 纳24井 | －2519.9 | $P_1{}^3{}_2B$ | －2524.0 | 59.76 | 43.20 | 737.2 | 889 | |
| 纳34井 | －2280.9 | $P_1{}^3{}_2A$ | －2348.4 | 12.42 | 0.45 | | | 未投产 |
| 纳6.43、33井 | －2002.9 | $P_1{}^3{}_2A$ | －2058.0 | 14.20 | 42.92 | 29344.2 | 334038 | |
| 纳17.19井 | －1680.5 | $P_1{}^3{}_2A$ | －1720.6 | 114.20 | 无水 | 20199.3 | 102264 | 投产后产水 |
| 纳8井 | －1638.5 | $P_1{}^3{}_2A,B,C$ | －1865.0 | 15.13 | 无水 | 3852.6 | 55 | 凝析水 |
| 纳30井 | －1874.9 | $P_1{}^3{}_2A$ | －1954.4 | 13.01 | 139.40 | 665.5 | 23030 | |
| 纳21井 | －2228.9 | $P_1{}^3{}_2B$ | －2290.0 | 135.56 | 无水 | 6201.2 | 1211 | 投产后期产水 |
| 纳61井 | －2080.9 | $P_1{}^3{}_2B$ | －2186.9 | 46.39 | 有水 | 3645.6 | 48352 | |
| 纳39井 | －2091.1 | $P_1{}^3{}_2B$ | －2298.5 | 28.31 | 131.42 | 3346.2 | 47646 | |
| 纳31井 | －2362.2 | $P_1{}^3{}_2B$ | －2437.2 | 18.88 | 无水 | 7393.3 | 271 | |
| 纳41井 | －2671.4 | $P_1{}^3{}_2C$ | －2802.4 | 9.74 | 无水 | | | 未投产 |
| 纳25井 | －1745.0 | $P_1{}^3{}_2A$ | －1857.5 | 1.73 | 无水 | 402.6 | 0 | |
| 纳27井 | －2185.0 | $P_1{}^3{}_2A$ | －2220.5 | 0.76 | 无水 | 556.9 | 63 | 凝析水 |
| 纳50井 | －2304.0 | $P_1{}^3{}_2B$ | －2331.0 | 1.68 | 无水 | | | 未投产 |
| 况3井 | -2534.0 | $P_1{}^3{}_3$ | －2551.0 | 18.64 | 无水 | 217.5 | | |
| 纳47井 | －2684.0 | $P_1{}^3{}_2B$ | －2817.0 | 无 | 600.00 | | | |

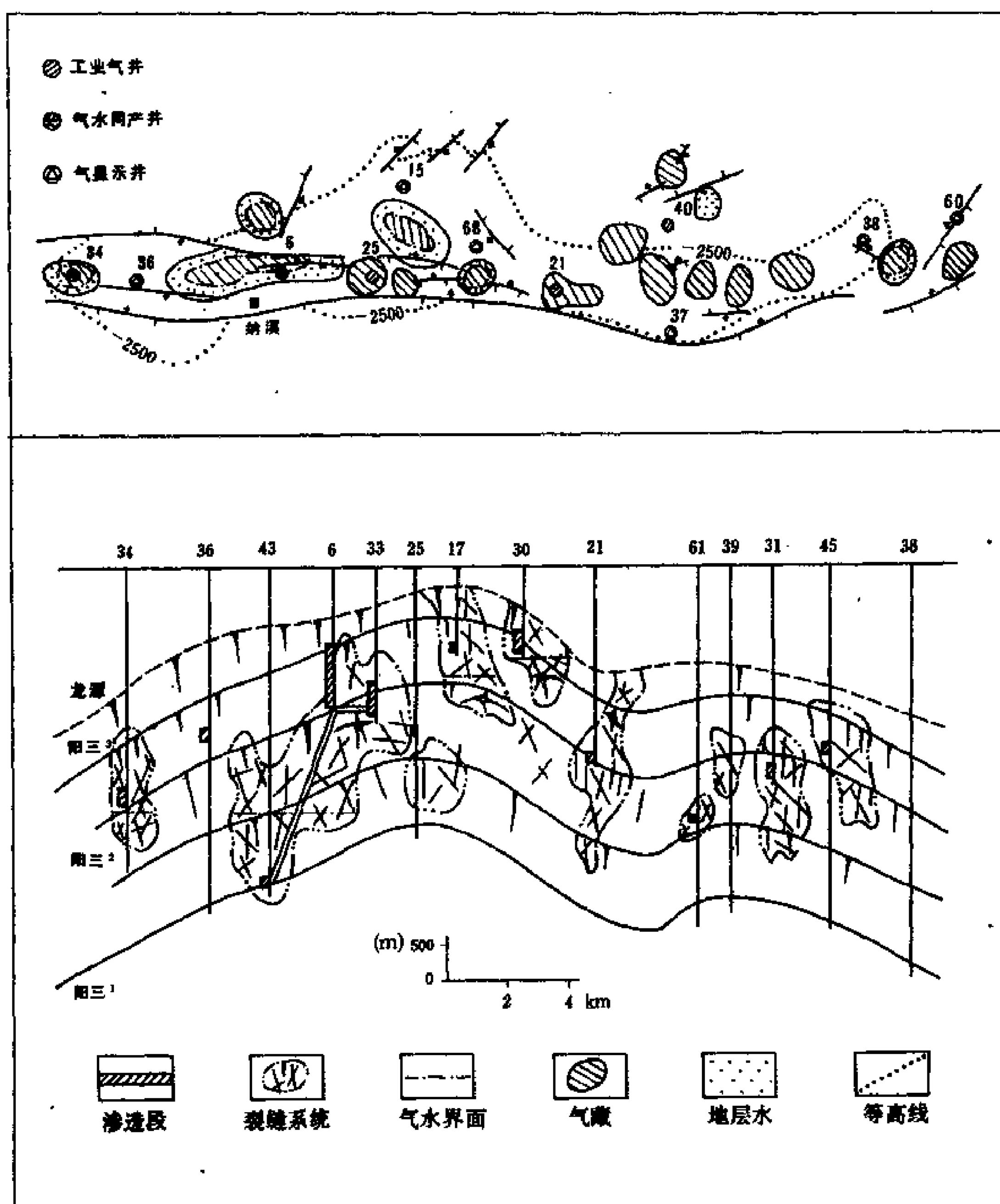



图8－6　纳溪气田茅口组多系统背斜气藏的平面图（上）及纵剖面图（下）

是个小裂缝系统，采出程度为92.9%都未见地层水。有的井在开采初期不产水，但到后期产水。而另一些井测试时或刚开始投产即产水。各系统的气水界面高低不一，据计算，纳17—19井系统的原始气水界面海拔为－1900米左右，纳9井系统为－2175米，纳21井系统为－2350米，纳6—33—43井系统为－2175米，纳24井系统为－2550米。靠近向斜的纳41井产气层中部海拔很低，为－2800米，却未见水，说明气水以裂缝系统为单

应进行富集和分异。④ 单个裂缝系统的天然气储量较小。⑤ 各裂缝系统的地层压力不一致，由西往东压力增高。最东端的系统压力系数可达1.9，属超高压气藏；西端的系统压力系数则只有1.0～1.1左右，属常压气藏。⑥各系统中的流体性质基本一致，天然气中的甲烷含量95～98%，乙烷小于1%，硫化氢0～1.2%，属于典型的干气。地层水为$CaCl_2$型，矿化度20～30克/升，$Cl^-$含量15～20克/升，与邻区同层地层水特性一致，与本气田上、下邻层的则不相同。

纳溪气田茅口组多系统背斜气藏的形成，受下列地质因素的控制：

第一、生储组合属自生自储的类型。作为下二叠统储集岩的生物灰岩，是有名的"臭灰岩"，沥青味浓；据岩芯分析有机质平均含量0.34%，氯仿沥青"A"0.02%，干酪根为以腐泥质为主的混合型；致密岩的岩芯也普遍含气，固体沥青分布普遍，这些特点说明储集岩本身也是较好的生油岩。

第二，石灰岩中的微孔隙是油气得以保存的重要储集空间。生物灰岩中的原生孔隙都有沥青质的污染，孔径细小，渗透率很低。虽然它们对工业性产能贡献不大，但由于碳酸盐岩的成岩时期早，在地质历史中这些微孔隙很少被压缩，故储集于其中的油气在未受到强大外力推动时可以得到保存，随着埋藏深度和时间的递增，烃类可以从液态转化为气态。虽然分离出的沥青质使孔隙受到污染，但烃类可以不被排出。

第三，地层褶皱是气藏形成的主要因素。由于地层变形，不但形成背斜圈闭，而且也产生构造裂缝，使储集层的渗透性大大提高。在构造动力和天然气浮力的驱动下，储于微孔中的天然气可沿裂缝运移和聚集。网格状分布的构造裂缝系统沟通分散存在的孔洞，形成孔洞缝组合的储渗体，天然气进一步聚集形成背斜气藏。另一方面由于挤压型背斜的局部高点多，中、小断层多，裂缝分布也不均匀，背斜范围内的储集层被分隔为多个裂缝系统。

（3）多层单系统背斜气藏

多层单系统背斜气藏是指在一个背斜圈闭之内由于断层的切割使相邻的2个或2个以上的气层相互连通，组成单一裂缝系统的气藏。最为典型的是卧龙河气田的嘉五²—嘉五¹—嘉四³气藏，由于断层的切割使3个碳酸盐岩—石膏组成的独立的气藏相互连通，形成一个具有单一动力系统和统一气水界面的大气藏。这个实例将在第十章中介绍。

自流井、黄家场、付家庙等气田的下二叠统气藏是另一类多层单系统背斜气藏。它们的特点是储盖组合由碳酸盐岩—泥质岩（或泥灰岩）组成。这里仅介绍黄家场气田阳新统气藏。

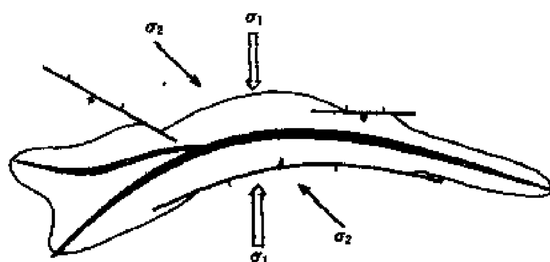



图8-7　黄家场背斜形成的应力分析示意图

黄家场背斜是复合叠加的构造类型，早期受近南北向压应力形成东西向背斜构造；后期受北西一南东向压应力叠加在原背斜上形成北东向构造，并使轴线弯曲（图8-7）。在形成过程中还产生断层和多组系的构造裂缝。在不同构造部位切割阳新统的断层有3条：东西向延伸的南翼倾轴逆断层，最大落差220米，延长7公里，在轴部地带切割下二叠统，消失于上三叠系中；北翼西段的北西向逆断层，

最大落差100米左右，延长5公里；北翼东段的东西向延伸的逆断层，最大落差70米，长2.5公里。这些断层和穿层裂缝使阳三隔层遭到破坏，从而使阳三和阳二2个气层相互窜通，形成单一气藏，具统一的气水界面，开采中不同产层的气井相互连通（图8－8）。

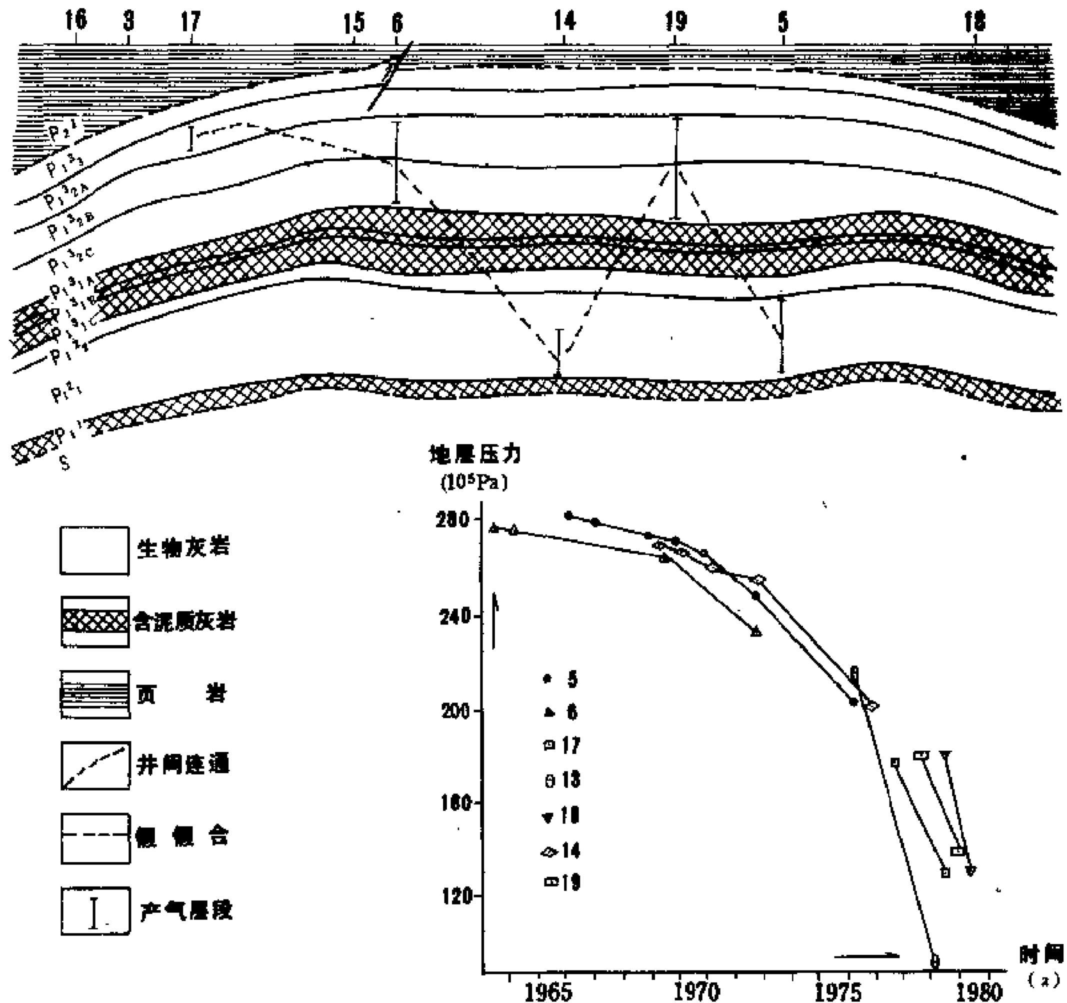



图8－8　黄家场气田阳三和阳二气层的井间连通图

（4）其它背斜类型气藏

前述的三类气藏都是受挤压力直接形成的背斜气藏，下面补充两个受断层的牵引而形成的背斜气藏。

1）“反背斜”圈闭类型：亭子铺潜伏背斜构造位于四川达县城关东南。地面位于宣汉向斜轴线的南端，西临雷音铺构造，东为七里峡背斜，1978年通过地震勘探发现亭子铺地腹为完整的背斜，雷口坡组以下出现隆起，1982年经地震详查进一步证实了亭子铺为一“反背斜”。1981年10月钻探亭1井，钻经中石炭统后，经酸化测试获日产天然气35.96万立方米，从而获得中石炭统气藏。现在中石炭统的完钻井有3口（亭1、2、3井），获气井1口，

其余 2 口井均产微气。

从地质调查、地震勘探和钻探资料证明，亭子铺构造地表是一个向斜，在埋深 3000 多米才逐渐变为背斜构造，转折层位的岩性为塑性很高的硬石膏岩层。从表 8－7 可见在海拔 －2700 米以下的各系地层，位于地腹背斜翼部的亭 3 井的海拔，都高于轴部的亭 1 井同层位的海拔，但其幅度随深度增加而减小，即从 400 多米减少到 200 多米。反背斜的突变带是在海拔 －2300 米到 －3300 米这个层段，亭 1、3 井之间的高程差从 －278 米变为 ＋248

**表 8－7　亭1、3井地层海拔高程对比表**

| 层位 | 亭 3 井 | | 亭 1 井 | | 亭1、亭 3 井海拔高程差 (m) |
|---|---|---|---|---|---|
| | 底界海拔 (m) | 钻厚 (m) | 底界海拔 (m) | 钻厚 (m) | |
| Jc | －293.91 | 669.5 | －711.47 | 1099.0 | －417.56 |
| Jt | －1054.91 | 761.0 | －1396.47 | 624.5 | －341.56 |
| Th | －1734.88 | 690.0 | －2001.47 | 605.0 | －266.59 |
| $Tr — Tc^5_3$ | －2021.46 | 288.5 | －2296.47 | 295.0 | －275.01 |
| $Tc^4_4 — Tc^4_3$ | －2319.66 | 202.5 | －2598.47 | 213.0 | －278.81 |
| $Tc^4_2$ | －2724.13 | 405.5 | －2717.97 | 119.5 | ＋6.16 |
| $Tc^4_1 — Tc^3$ | －3092.34 | 369.0 | －2940.97 | 223.0 | ＋151.37 |
| $Tc^2_3$ | －3247.18 | 155.5 | －3029.97 | 89.0 | ＋217.21 |
| $Tc^2_2$ | －3332.26 | 86.0 | －3089.97 | 60.0 | ＋242.29 |
| $Tc^2_1 — Tf^1$ | －4324.71 | 1036.5 | －4122.97 | 1033.0 | ＋201.74 |
| $P_2$ | －4587.99 | 280.0 | －4391.97 | 269.0 | －196.02 |
| $P_1$ | －4950.70 | 385.0 | －4758.87 | 366.9 | ＋191.83 |
| $C_2$ | －5012.70 | 66.0 | －4830.07 | 71.2 | ＋182.63 |

米；亭 3 井这个层段（$Tc^4_3$— $Tc^2_2$）的厚度为 1048 米，比亭 1 井的同层段厚度 515 米净增 533 米。$Tc^2_1$ 层以下亭 1、3 井的高程差又逐渐减少，这个突变带正是嘉陵江组膏盐岩层集中的层段。膏盐岩层处于地腹温度较高的环境，塑性会增加，当受到挤压时就会从高压应力地带向低压应力地带流动，使岩层发生变形。地震和地质资料还证实，亭子铺反背斜的两翼有一对倾向相反的对冲逆断层（图 8－9）。

“反背斜”形成的力学机理如图 8－10 所示。水平主压应力$\sigma_a$作用于倾斜的逆断层面时，就分解为垂直于断面的正压应力$\sigma$ 和平行于断面的剪应力$\tau$，正压应力使靠近断面的下盘岩层下拗，剪应力则牵引下盘岩层紧邻断面的部分上翘。如此便形成了断层下盘向斜两侧的凹面牵引，而使向斜地层受到压缩，其中的塑性岩层就会向被牵引的拗曲部分流动，形成正向构造。

综上所述，“反背斜”形成的条件必须是：① 两翼有对冲的，具有足够牵引力的逆断层；② 有一套塑性岩层做滑动层；③ 形成于宽缓的平底向斜之中。“反背斜”是先断后褶的类

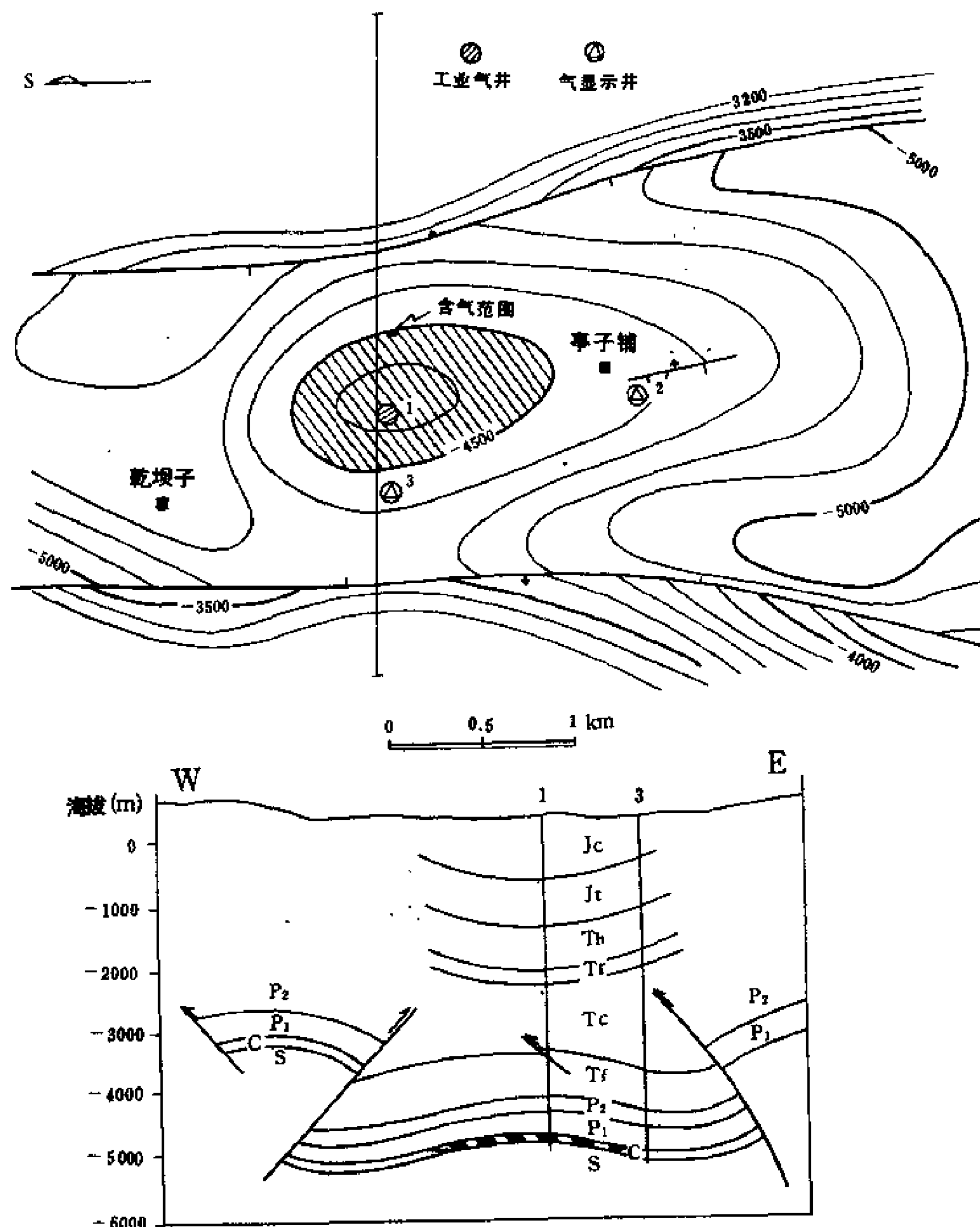



图 8-9 亭子铺"反背斜"气藏图

上图为阳新统顶面构造图，图中斜线表示石炭系气藏含气面积；下图为构造横剖面图，西侧为雷③号断层，东侧为七①号断层；亭子铺"反背斜"正夹持于其间

型。从地震构造图看，亭子铺地下从三叠系到奥陶系都有背斜构造存在，但向下的趋势是逐渐变小（表 8-8）。

据钻探资料校正的下二叠统顶面构造圈闭面积为 17 平方公里，长轴 7.5 公里、短轴 3.5 公里、闭合度 220 米。钻探中在亭1井的 $Tc^{1}$ 和亭 2 井的 $Tc^{4+5}$ 发现断点各 1 个，断距分别为 50 和 150 米。据地震资料，在亭 2 井附近有一断层，断距 50 米，构造的

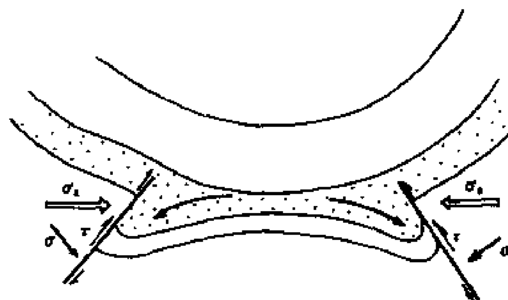


图 8-10 "反背斜"形成的力学分析(横剖面)图

表8-8　亭子铺"反背斜"构造要素表

| 制图层 | 高点海拔(m) | 轴向 | 长轴(km) | 短轴(km) | 闭合面积($km^2$) | 闭合度(m) | 两翼最大倾角 | | 断层条数 | 断距(m) |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | | | | 西北翼 | 东北翼 | | |
| $Tc^4_3$ 顶 | -2960 | 17° | 9 | 4 | 24 | 350 | 7° | 11° | | |
| $P_1$ 顶 | -4380 | 21° | 8.5 | 4 | 24 | 270 | 12° | 10° | 1 | 40 |
| $O_2$ 顶 | -5260 | 21° | 6 | 2.7 | 12 | 140 | 7° | 8° | | |

保存条件良好。

中石炭统气藏钻遇厚度为60～70米，主要岩性上部为角砾状灰岩，下部为藻白云岩。经2口井取芯分析，亭1井的岩芯孔隙度最高为8.77%，最低0.93%，平均4.44%；渗透率最高为$8.82\times10^{-3}$平方微米，一般均小于$1\times10^{-3}$平方微米。亭2井的物性稍差。控制产能的条件主要是构造裂缝的发育程度，岩性条件可能也有一定的影响。如亭1井处于构造顶部的高曲率区，裂缝发育，储集层的岩性条件也较好，所以获工业气流。预测亭子铺背斜中石炭统气藏为多裂缝系统的类型。

2）与断层牵引作用有关的背斜气藏：张家场气田是由断层牵引形成的潜伏背斜气田。它位于大天池背斜西翼、罗成寨向斜中段东翼的斜坡上。地表出露中侏罗统，为一单斜，到上三叠统开始出现一构造鼻，至嘉三段以下变为背斜，直到寒武系都有背斜存在（表8-9）。构造的垂向变异很大，在上三叠统由于断层消失而形成不封闭的构造鼻，中三叠统及嘉二段以上为断层与鼻状构造的组合，各层系的背斜以二叠系的规模最大，往上、下都变小。

表8-9　张家场潜伏背斜构造要素表

| 制图层 | 局部构造 | 高点海拔(m) | 长轴(km) | 短轴(km) | 闭合面积($km^2$) | 闭合度(m) | 轴向 | 两翼倾角 | | 资料来源 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | | | | | 东 | 西 | |
| J | 单斜 | | | | | | | | | 地质细测 |
| Th 底 | 鼻 | -1350 | 10.00 | 1.00 | | | 218° | | | 地震 |
| $Tc^4_3$ 顶 | 断鼻 | -1500 | 13.50 | 2.00 | (封闭面积)26.50 | | 220° | | | |
| $Tc^2$ 顶 | 背斜 | -2120 | 17.97 | 2.22 | 32.30 | 480 | 37° | 33～55° | 21～26° | 地震及钻井 |
| $P_1$ 顶 | 背斜 | -3425 | 21.14 | 2.17 | 42.18 | 575 | 37.5° | 33～48° | 24～30° | |
| $P_1$ 底 | 背斜 | -3875 | 20.96 | 2.06 | 40.22 | 525 | 38° | 30～32° | 26～30° | |
| $O_2$ 顶 | 背斜 | -4990 | 10.20 | 0.80 | 7.50 | 110 | 40° | 30° | 21° | 地震 |
| ∈顶 | 背斜 | -5330 | 12.50 | 0.80 | 8.80 | 170 | 39° | 30° | 16° | |

张家场背斜是在一条被称为罗①号潜伏大断层的下盘（图8-11），由断层牵引而形成。罗①号逆断层，位于大天池背斜西翼，走向北东，平行于大天池背斜和张家场背斜，延长31公里以上，垂直落差310～1150米，倾向东南，倾角上小下大（由31°变为61°），

切开的层位为下三叠统至奥陶系，上下消失于中三叠统和寒武系之内。地层褶皱也随断层的消失而变平缓。

在地层变化过程中，塑性岩层随压应力的分布而发生塑性流动。如嘉四[4]和嘉四[2]是膏盐岩层集中的层段，两段合计厚度变化极大，最薄（张7井）只有30米，最厚（张12井）可

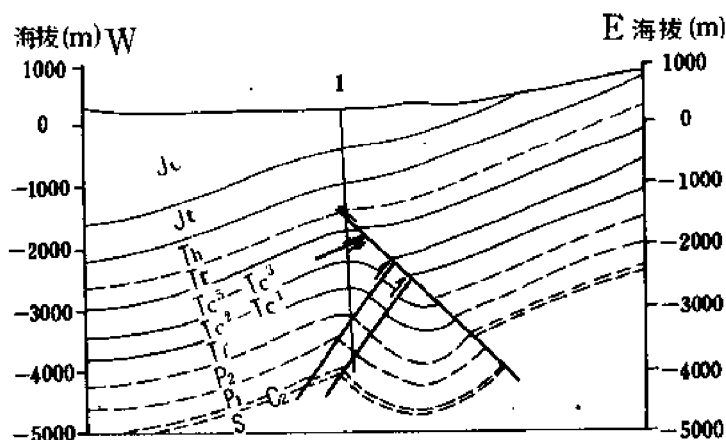



图8－11　张家场气田构造横剖面图

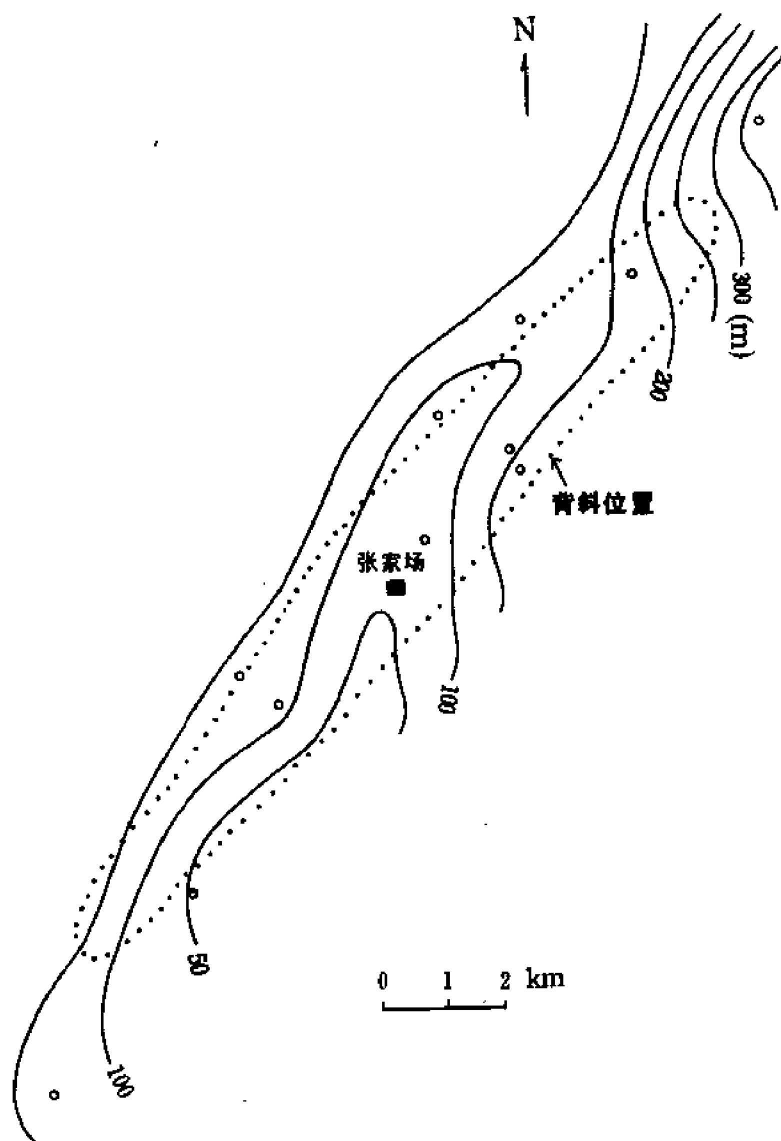



图8－12　张家场背斜$Tc^4_{4+2}$厚度等值线图

图中的点线表示圈闭的背斜位置；小圆圈为井位；实线为等厚线

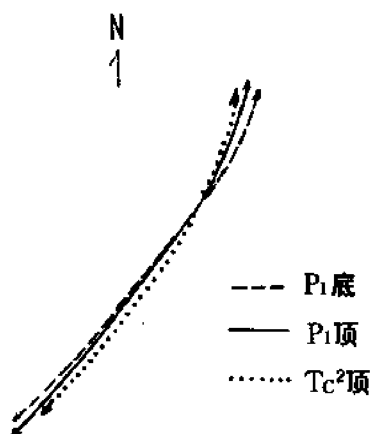



图8－13　张家场背斜轴线扭动示意图

达 362 米，相差 12 倍。在气田内变化趋势是背斜轴部变薄，翼部和端部变厚；陡翼（东南翼）变薄，缓翼（西北翼）变厚（图 8－12）。这种塑性流动使背斜隆起幅度增大。

张家场背斜的上下构造有偏移的现象，图 8－13 表示了嘉二段顶部、阳新统顶部和阳新统底部三层背斜的轴线。由上而下，南端的轴线逐渐往西偏移；北端的轴线则往东偏移，具有扭动性的特点。

在背斜范围内有 3 条较为主要的断层（表 8－10），此外还发现几条小断层。除罗① 号断层外，上述各断层主要分布在轴部，到背斜两端即消失，断距也不大，对气藏的破坏和分隔的影响较小，而对裂缝的发育则有促进的作用。

至 1984 年底，张家场气田已完钻井 18 口，钻探的结果证明，在嘉三段以上没有断层圈闭的层段基本上都是水显示，嘉三段以下则为气显示，并获得 4 个工业性气藏，即嘉一、长兴、阳三和中石炭统气藏。共有气井 12 口，其中已投产气井 9 口。勘探程度较高的中石炭统气藏具有下列特点：①天然气的充满程度较高，即背斜圈闭内都含天然气，充满度 100%；②有统一的气水界面，原始气水界面海拔为 －4400 米，与背斜圈闭等高线的海拔基本一致，说明背斜圈闭控制气水分布；③气藏的原始平均压力为 533.38 巴，压力系数 1.21，平均温度 106 ℃，说明圈闭的保存条件较好；④开采中井间连通较好，位于不同断块之间的气井都相互连通，小断层不起分隔气藏的作用。

**表 8－10　张家场构造断层要素表**

| 项目 \ 编号 | | 张① | 张② | 张③ | 罗① |
|---|---|---|---|---|---|
| 性质 | | 逆 | 逆～逆掩 | 逆 | 逆～逆掩 |
| 断开层位 | | $S-Tc^1$ | $S-Tc^3$ | $S-Tc^1$ | S－Tr |
| 与轴线的关系 | | 基本平行 | 基本平行 | 基本平行 | 基本平行 |
| 延伸长度（km） | | 9.90 | 15.86 | 2.34 | 大于31 |
| 垂直断距（m） | $P_1$底 | 25～50 | 30～160 | 40 | 540～880 |
| | $P_1$顶 | 20～120 | 35～95 | 50 | 465～830 |
| | $Tc^2$顶 | | 10～25 | | 190～550 |
| 产状 | 倾向 | 307°～298°～308° | 304°～308°～312° | 308° | 119°～129°～122° |
| | 倾角 | 53°～63°～68° | 44°～53°～58° | 59° | 44°～55°～62° |

在张家场潜伏背斜气田的形成中，断层起着决定性的作用，首先是断层控制背斜圈闭的形成；其次是背斜内的次一级断层对气层渗透性能的提高起到了促进作用，靠近断层带的气井产能较高。

2. 断层圈闭类型

（1.）多系统断层圈闭气藏

多系统断层圈闭的气藏可以龙市镇气田下二叠统气藏为代表。龙市镇气田位于四川隆昌县西北，地面构造属圣灯山背斜之西北翼单斜部位。1979 年对原地震资料进行重新解释中发现地下潜伏断高。同年在构造西端钻探的山 11 井于下二叠统栖霞组获工业性气流，从而发现了气田。至 1984 年底，已完钻井 7 口，获气井 6 口，其中下二叠统 5 口。开采中各井互不连通，并有高水低气的现象，属多系统断层圈闭类型。

龙市镇构造是圣灯山背斜西北翼的一条逆断层牵引形成的一个潜伏高断块。此断层（见图 8－14）从地面往下切开侏罗系、三叠系、二叠系、志留系和奥陶系，消失于寒武系，最大断距 380 米，延长达 12 公里，南西—北东向延伸，倾向北西，倾角 55 °～ 60 °。沿构造轴线分布的 5 口井在下二叠统都钻遇了此断层，断距 30 ～ 100.5 米（表 8－11）。断层牵引虽在上盘形成拱曲的变形，但是未形成构造等高线的圈闭，是断层起到了封闭的作用。断层上盘的下二叠统储集层与下盘的上二叠统含煤地层接触，且含煤地层的厚度大于断距，因而起到侧向隔挡的作用。以下二叠统顶面构造图计算，封闭面积 13.8 平方公里，封闭高度 260 米，长轴 10.75 公里，短轴 1.45 公里，成半边背斜构造（图 8－14）。

**表 8－11　龙市镇气田断层与镇闭、产层间的关系表**

| 井号 | 断层号 | 断点海拔(m) | 产层中部海拔(m) | 断开层位 | 断距(m) | $P_2^1$(含煤地层)厚度(m) | 日产气($10^4m^3$) | 日产水($m^3$) |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 山 11 | F1 | －2173.7 | －2414.0 | $P_1{}^3{}_2$ A—B | 69.5 | 106.0 | 15.08 | 61.92 |
| 镇 1 | F1 | －1997.0 | －2020.5 | $P_1{}^3{}_2$ B—C | 30.0 | 111.5 | 24.51 | |
| 镇 2 | F2 | －1784.1 | | $P_2{}^1$—$P_1{}^3{}_3$ | 82.5 | 117.0～78.0 | | |
| | F1 | －2047.6 | －2084.4 | $P_1{}^3{}_1$ B—C | 21.0 | | 25.19 | 1～2（生产中出水） |
| | | －2119.9 | | $P_1{}^2{}_2$—$P_1{}^2{}_1$A | 12.5 | | | |
| 镇 4 | F1 | －2087.5 | －2074.2 | $P_1{}^3{}_2$C(放空处) | | 109.5 | 4.49 | 测试产水 |
| 镇 3 | F1 | －2358.5 | －2260.2 | $P_1{}^3{}_2$ A—C | 100.5 | 110.0 | 15.60 | |

构造上还有另一组断层与 F1 断层平行，但倾向相反，组成断垒式构造。它们的断距较小、延伸短、往上多消失在上二叠统含煤地层中。

F1 大断层实际上是一断层组，由性质相同的小断层组成，如镇 2 井就钻遇两个断点，这有利于断层的封闭。

断层还有促进裂缝和溶蚀孔洞发育的作用。如镇 1 井在下二叠统取芯 171.1 米，岩芯收获率 96.27%，取芯范围是从断点以上 60 米到断点以下 78 米（表 8－12），因而比较完整地揭露了断层对储集性的影响。取出的岩芯原始成分基本相同，但以次生结构为主，可分为 5 个岩性带：断点附近是一个胶结致密带，为巨晶方解石脉，厚 0.25 米；断点的上下邻

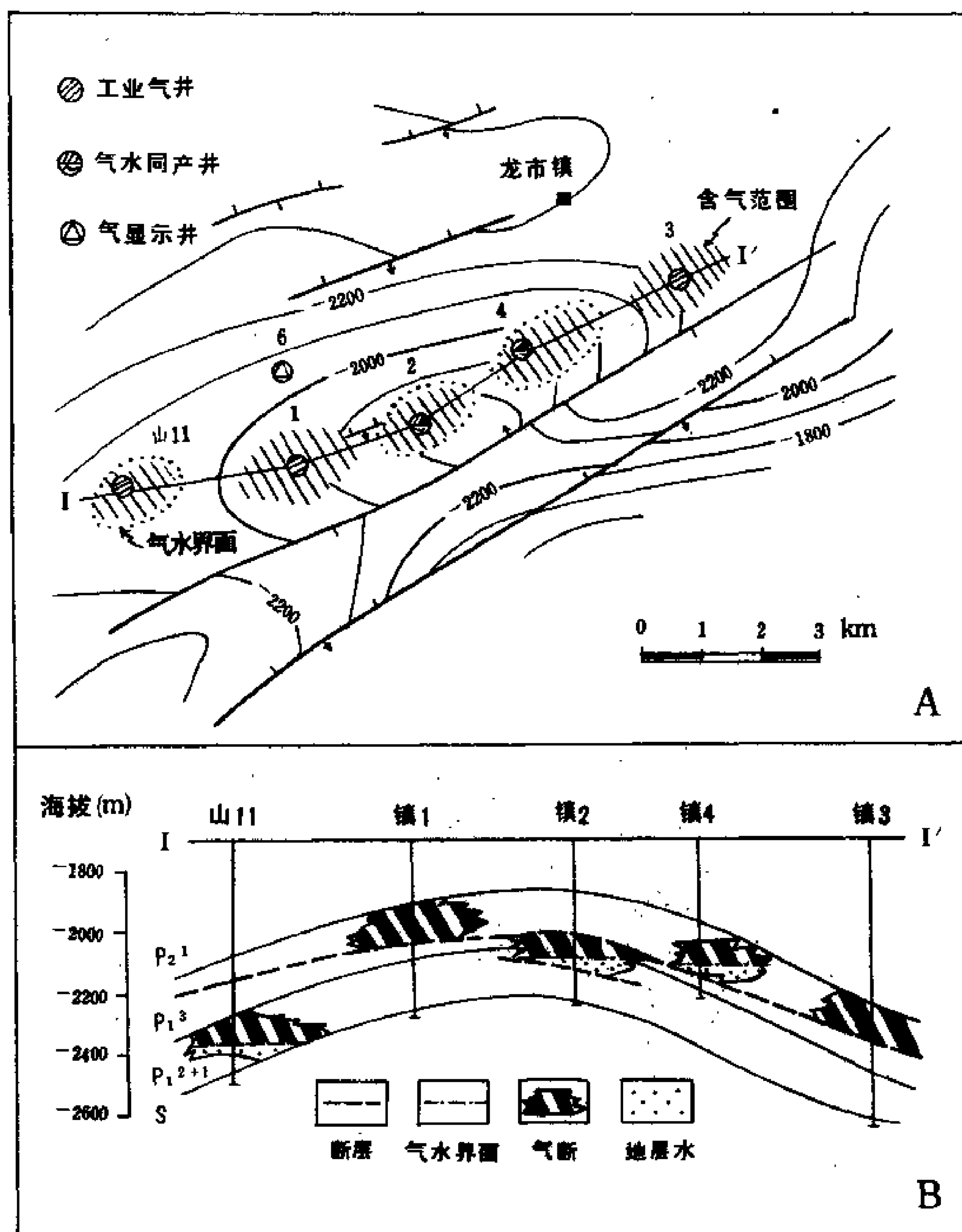



图 8-14　龙市镇气田下二叠统多系统断层气藏图

A 为 $P_1$ 顶面构造图，斜线为含气面积，点线为含水边界；B 为气藏纵剖面图

表 8－12　镇1井下二叠统断层带的岩芯裂缝数据表

| 断层分带 | | 岩　性 | 厚度(m) | 孔隙度(%) | | 裂缝密度(条/m) | 晶洞(个) | 测井解释 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | 声波 | 岩芯 | | | |
| 上盘 | 正常带 | 生物灰岩 | 35.0 | 1± | 0.68 | 15.4 | 0 | |
| | 缝洞带 | 生物灰岩 | 21.0 | 1.25 | 0.92 | 31.7 | 14 | 气层 |
| | 角砾带 | 角砾状灰岩，局部白云岩化 | 2.5 | 1.99 | 3.99 | 20.9 | 0 | 气层 |
| 断点 | 胶结带 | 巨晶方解石脉，含石灰岩角砾 | 0.25 | | | | 0 | |
| 下盘 | 角砾带 | 角砾状灰岩夹白云岩 | 3.5 | 3.74 | 2.72 | 30.1 | 14 | 气层 |
| | 缝洞带 | 生物灰岩夹白云岩 | 29.5 | 1.41 | 2.10 | 14.2 | 13 | 气层 |
| | 正常带 | 生物灰岩 | 45.0 | 1～1.5 | 0.70 | 17.8 | 3 | |

层都各形成一个角砾破碎带，裂缝和晶洞较发育，孔隙度最高；上、下角砾带之外又都各有一个裂缝发育带，张开的裂缝较多，晶洞也较发育。再向上和下则过渡为正常带。值得注意的是角砾带和裂缝－晶洞带内，有白云岩的块体，可能是局部白云岩化造成，白云岩的孔隙度大于3%。

从表8－11所列的几口井的产气层多半分布在断层附近的事实，也说明断层对产能有控制作用。

断层带也是次生矿物充填带，如断点处为厚0.25米的巨晶方解石填充，胶结极破密，裂缝大部分都被填死，张开的有效缝和晶洞都有充填物，但填而未满。次生矿物的填充作用可能是造成多裂缝系统的一个因素。

多裂缝系统可由开采中井间互不连通的事实得到证明，例如最先投产的山11井，投产后一年多即被水淹，其后长期关井，地层压力不但未因其它气井的投产而下降，反而不断上升；镇1井投产后，镇2井未发现干扰。镇4井是气水同产，海拔高度比它低188.2米的镇3井却产纯气；3口产水井的出水海拔高度也各不相同（表8－13）；各井的压力系数也略

表 8－13　龙市镇气田下二叠统各井产层对比表

| 项目 \ 井号 | 山11井 | 镇1井 | 镇2井 | 镇4井 | 镇3井 | 镇6井 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 产层层位 | $P_1{}^2{}_1$ A～B | $P_1{}^3{}_{2B}$ | $P_1{}^3{}_1$B～C（上、下盘） | $P_1{}^3{}_2$C | $P_1{}^3{}_3$ | $P_1{}^3{}_2$A～B |
| 产层中部海拔(m) | －2414.0 | －2020.5 | －2084.4 | －2074.2 | －2260.2 | －1995.0 |
| 产水部位海拔(m) | －2414 | 无水 | －2090± | －2075 | 无水 | |
| 气井压力系数 | 0.93 | 0.98 | 0.97 | 0.98 | 0.93 | / |
| 日产气量（$10^4m^3$） | 15.08 | 24.51 | 25.19 | 4.49 | 15.61 | 0.21 |
| 日产水量（$m^3$） | 61.92 | | 生产中产水 1～2 | 测试产水 | | |

有差异，这些都说明它们彼此之间是独立存在的。值得提到的是各井的压力系数都小于1，这在四川盆地是少见的，可能与断层封闭性不够好、造成压力的损失有关。

各井的气体性质相同，甲烷含量为96.8～97.6%，乙烷0.9～1.0%，硫化氢微量，比重0.569～0.581。

造成多系统和高水低气的原因，可能有以下几种因素。

1）缝洞系统分布不均，产层部位不一致，致密岩和填充裂缝起封隔的作用。

2）流体运移、聚集和封闭的多期性。据岩芯观察到的裂缝绝大多数都是与构造和断裂伴生的构造缝，但裂缝内的方解石填充物却具有多期填充的特点，如断面的巨晶方解石脉可分为4个微层，自下而上是含石灰岩角砾的方解石脉，厚6厘米，其上的3层方解石脉分别厚13、2、3厘米，各层间都有黑色薄膜状填充物（含沥青的物质），看来至少由4次填充期和4次停滞期相间组成，即张开—填充—再张开（或停滞）—再填充—封闭，流体的运移也可能是以断断续续的方式进行的。

3）矿物的填充。

（2）单系统断层封闭气藏

参见后面第十章大兴西气田香溪群气藏。

## 二、岩性圈闭油气藏

### *1．生物礁圈闭类型*

建南气田长兴组生物礁气藏可作为实例。该气藏位于鄂西地区建南背斜构造的东端（图8－15），层位属于上二叠统长兴组的中部，是川东—鄂西碳酸盐岩台地内点礁群中的一个点礁。礁体宽4.5公里，礁核的最大厚度为156米，较周围同期沉积物厚60米，高宽比约1∶30，是一个典型的碳酸盐建隆（图8－16）。

礁体内的平均生物含量为43～49%，造架生物主要是串管海绵、水螅及 *Tabulozoa*；附礁生物包括腕足类、腹足类、有孔虫、苔藓及棘皮动物等；粘结生物最为常见者有蓝绿藻、笛管苔藓虫及 *Tubiphytes*。非礁的台地相区石灰岩中生物的平均含量为4～20%，生物种类为骨针、有孔虫及分屑等，不含造架生物。

礁灰岩原生空隙的种类较多，有骨架孔、体腔孔和粒间孔等，但均被泥晶基质和多世代的亮晶方解石充填，孔隙度很低，据223块岩芯分析，其平均值仅0.57%，最高为1.4%，最低为0.14%；渗透率均小于$0.01 \times 10^{-3}$平方微米，因而已不具备储渗油气的条件。有效的储集岩是夹于礁体中的次生白云岩，岩石中的晶间孔和溶蚀孔洞较发育，岩芯中可见溶洞的最大直径达5～10厘米；据119块岩芯分析，白云岩的孔隙度平均为3.5%，最高达14.60%。在礁核相区，有白云岩7～8层，累计厚度24～28米；到礁翼相则变薄为7～10米，非礁相区则更薄或无白云岩。生物礁内的构造裂缝也较发育，据岩芯缝计张开裂缝每米4～21条，它沟通分散的白云岩夹层，形成相互连通的统一裂缝系统。

建南背斜构造范围内，在长兴组中经过储试的井共20口，获气井4口，水井1口。其余15口虽经压裂酸化均无工业性产能，属显示井或干井。5口气、水井中有4口分布在生物礁区内，单井日产气的无阻流量为15～82万立方米，产水井日畅流量为52立方米。尽管生物礁所处的构造位置并不优越，但有产能的井都集中分布在礁体之内，可见生物礁对天然气的聚集和生产储起明显的控制作用。

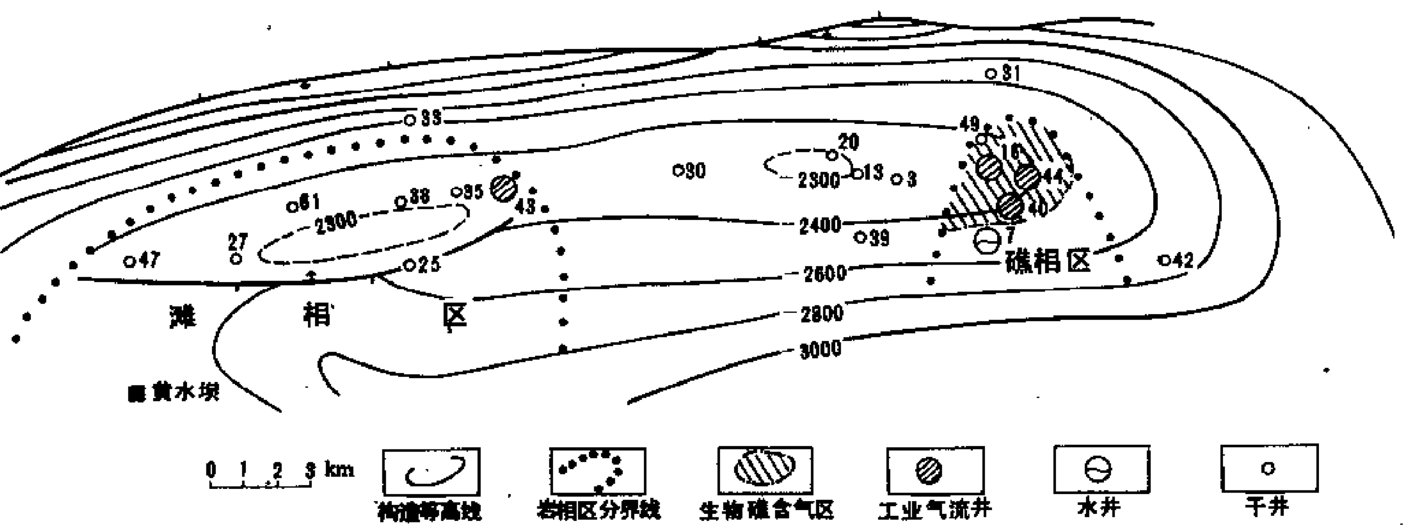



图 8－15　建南气田上二叠统长兴组生物礁气藏分布图

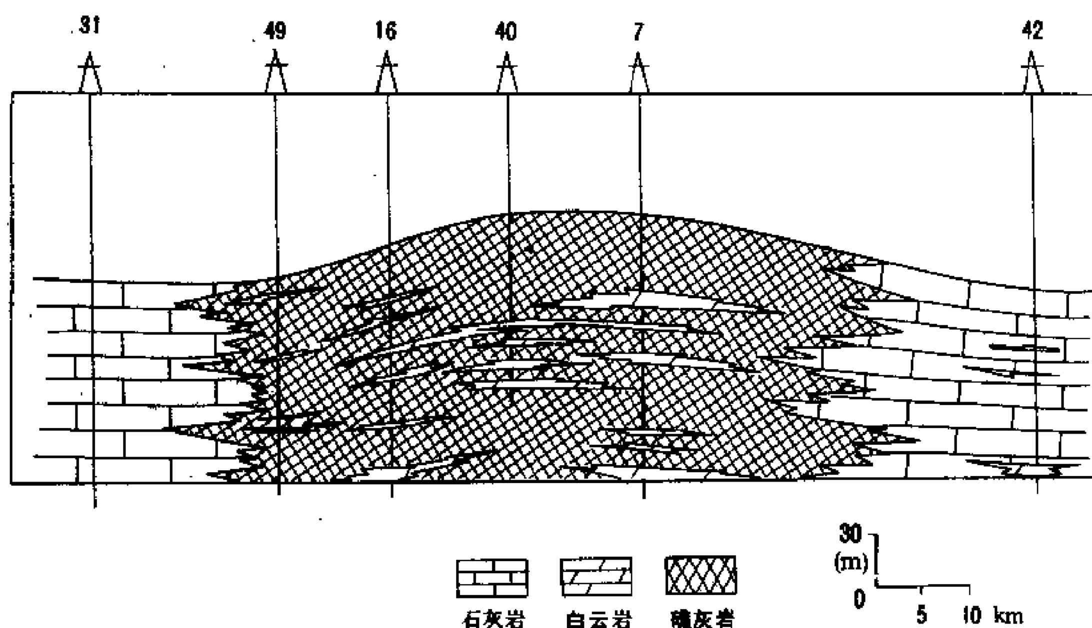



图 8－16　建南气田上二叠统长兴组生物礁横剖面图

生物礁气藏的北部边界与礁体边界完全吻合，是礁体尖灭于致密灰岩层并受致密灰岩隔挡的岩性封闭；其下倾的南部尚未探到礁的边界，但在建 7 井已产地层水，气水界面海拔为－2580 米，气藏高约 140 米；储渗体为块状（图 8－17），原始地层压力 372.7 巴，压力系数 1.18。

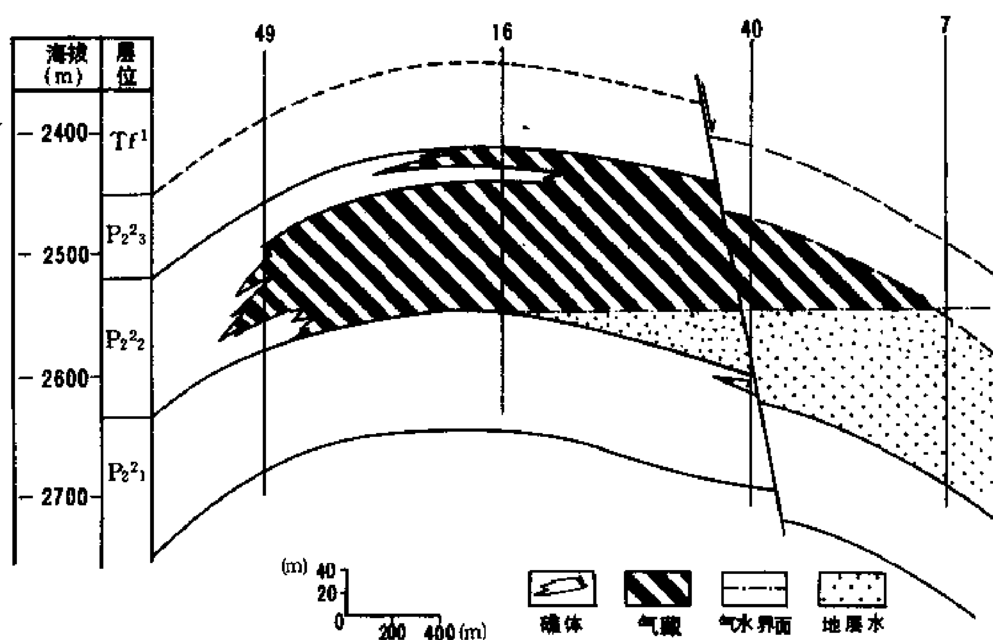



图 8－17　建南气田上二叠统长兴组生物礁气藏剖面图

气藏的直接盖层是长兴组上部（长三段）的含泥质、硅质的泥晶灰岩（厚 60 ~ 70 米），以及下三叠统飞仙关组下部的含泥质石灰岩及其底部的黑色页岩，盖层总厚 250 ~ 300 米；底层为长兴组下部含泥质、硅质泥晶灰岩及龙潭组黑色页岩和泥晶灰岩，总厚 120 ~ 150 米。它们有效地将长兴组生物礁气藏与其上的飞三气藏和其下的下二叠统气藏隔开，形成互不连通的独立气藏。

生物礁气藏的天然气成分是以硫化氢含量高为特征，其含量为 2.8 ~ 3.36%，甲烷含量为 87 ~ 90%，乙烷 0.07 ~ 0.17%。地层水为 $CaCl_2$ 型，矿化度为 108.10 克／升，$Cl^-$ 含量 64.17 克／升。

2．白云岩化岩块圈闭类型

此类型以龙女寺油气田下二叠统栖霞组气藏为代表。该油气田位于武胜县的龙女寺背斜上。

下二叠统栖霞组上段气藏，又称阳二$^2$气藏，属于白云岩化岩块圈闭类型。至 1984 年底，钻穿和钻达此段的井共有 3 口，都分布在背斜构造的顶部（图 8－18），但气井产能相差悬殊（表 8－14），气藏分布主要受岩性控制。现以女深 1 井为主，由上而下分段叙述产气层的岩性特征（图 8－19）。

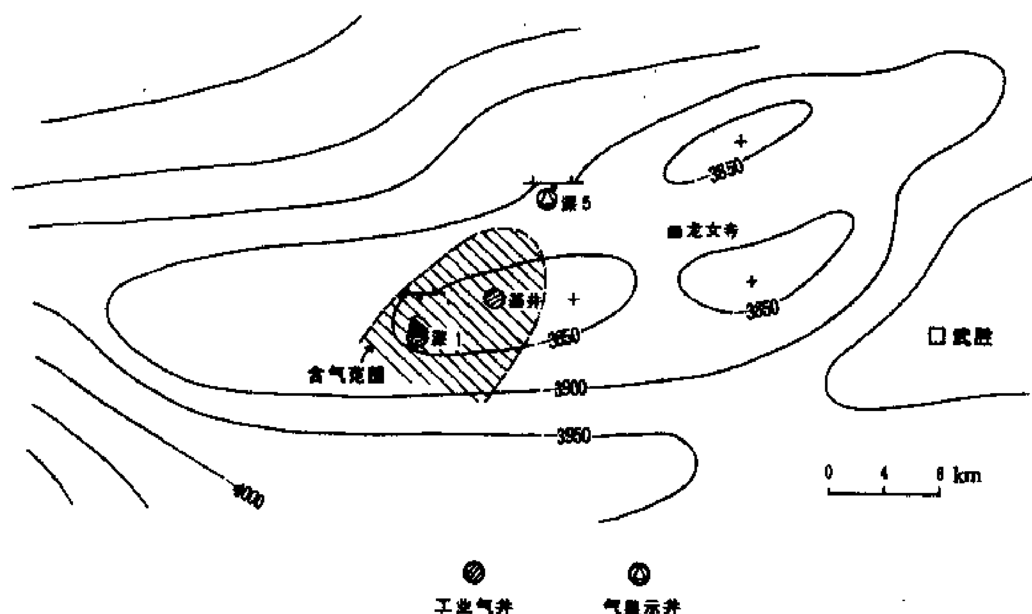



图 8－18　龙女寺气田下二叠统阳二$^2$层白云岩化岩块圈闭气藏平面位置图

**表 8－14　龙女寺气田阳二气藏探井数据表**

| 井　　号 | 女深 1 井 | 女基井 | 女深 5 井 |
|---|---|---|---|
| 钻进中显示情况 | 放空 0.3 米，喷高 20 米 | 喷高 35 米 | 无显示 |
| 测试层位 | $P_1{}^2{}_2$ 上、下部 | $P_1{}^2{}_2$ | $P_1{}^2{}_2$ 上部 |
| 产层中部海拔（m） | －4076 | －4064 | －4095（测试段中部） |
| 产气量（$10^4m^3/d$） | 4.63 | 4.68 | 微量 |
| 产水量（$10^4m^3/d$） | 5.3 | 无 | 无 |
| 地层压力（bar） | | 559（折算） | |
| 阳二顶面海拔（m） | －4032 | －4044 | －4087 |
| 阳二$^2$层厚度（m） | 57.4 | 53.5 | 60.4 |
| 白云岩厚度（m） | 5.0 | 11.5 | 0 |

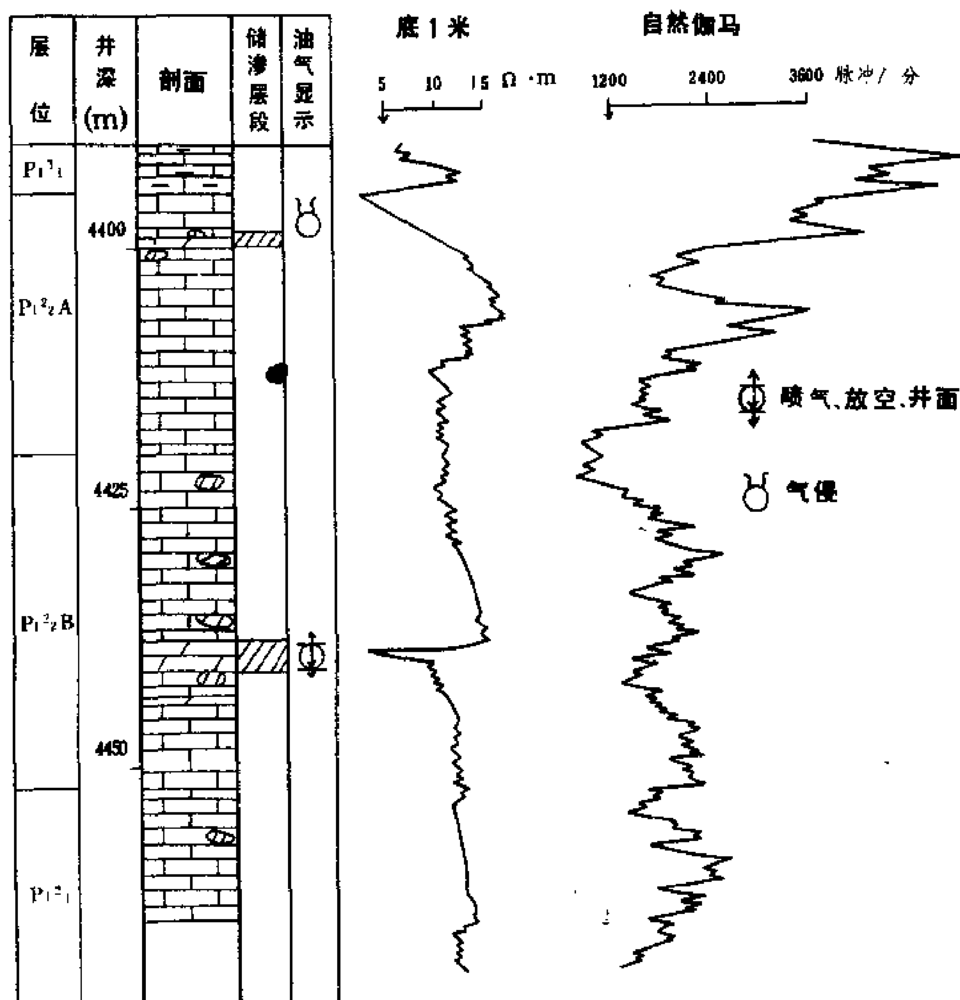



图8-19　龙女寺气田女深1井下二叠统栖霞组阳二$^2$层柱状图

阳二$^2$A层（$P_1{}^2{}_2A$）：厚23.5～29米，灰—深灰色石灰岩夹砂糖状白云岩及白云岩化斑块。石灰岩为泥晶—粉晶结构，致密，常含腹足类、珊瑚、海百合、有孔虫化石，局部含硅质斑块。在女基井此层的顶部与底部为浅褐色细晶砂糖状白云岩，厚度分别为4米和7.5米，白云岩化程度高达94.7～99%。钻至底部白云岩时发生井喷，经测试日产气4.68万立方米（图8-20）。女深1井仅在上部有一层白云岩，厚1米，钻井中有井涌显示，底部白云岩消失，顶部和中部有两层含白云岩化斑块的石灰岩。女深5井全由石灰岩组成。经射孔测试为干层。

阳二$^2$B层（$P_1{}^2{}_2B$）：厚30～33米，为灰色石灰岩夹斑块状白云岩化灰岩。在女深1井的中下部夹一层灰褐色白云岩，厚3米。钻进中在井深4435.5米处放空0.3米，并发生强烈井喷。经测试日产气4.63万立方米。产气井均分布在白云岩中，而石灰岩中却未见气显示。由此可见，白云岩化程度的强弱直接控制着油气的产能。

据对砂糖状白云岩岩芯的观察，孔、洞、缝都较发育，空隙类型以白云石晶间孔为主，井

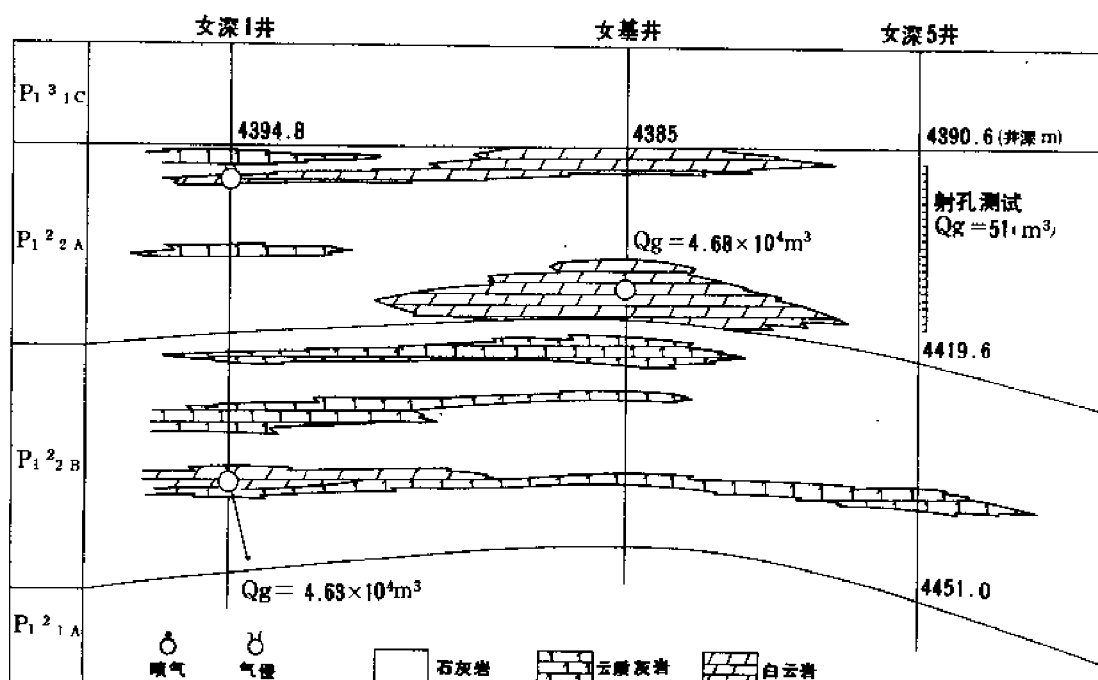



图8－20　龙女寺气田下二叠统栖霞组阳二$^2$层岩性剖面图

有溶洞和溶蚀缝发育；洞、缝中常见马牙状白云石、萤石和天青石部分填充。岩石结构疏松，据岩芯物性分析，白云岩的孔隙度最大5.29%，最小1.13%，平均2.75%；女基井未取芯，据岩屑薄片鉴定，镜下面孔隙度为1～8%，平均4%。斑状白云岩化灰岩的孔隙度平均为0.58%，石灰岩的孔隙度平均为0.49%。白云岩的孔隙度高于石灰岩的孔隙度，并且随着白云岩化程度的增加孔隙度增大。

白云岩多为薄层透镜状，侧向变化很大。在3口井控制的范围内有3个白云岩透镜体（参见图8－19），最上一层位于阳二$^2$层顶部，最厚4米，分布在女基井和女深1井之间，横向延伸可达6公里以上；中间一层位于阳二$^2$A的底部，最厚7.5米，只分布在女基井，横向延伸不超过5公里；最下一层位于阳二$^2$B的下部，厚3米，只分布在女深1井，延伸情况尚不清楚。在垂向上相隔10～20米，但其间尚有斑块状白云岩化灰岩分布，推测纵向上可能相互连通，因为岩芯中有垂直的构造缝存在，且致密岩隔层的厚度也不大。

气藏的盖层是茅口组底部阳三$^1$层的泥质岩和泥灰岩．此段厚度55～60米，其中泥质岩夹层厚15～20米，泥灰岩层厚10～15米。据川南钻探实践证明，在断层少、断距不大的条件下可以作为盖层。龙女寺地下构造平缓，断层少，规模小，符合上述条件。目前气井控制的范围约10余平方公里，气藏高度约数十米，有地层水，压力系数为1.2～1.3，说明保存条件较好。

天然气中的甲烷含量为97.47%，重烃0.11%，硫化氢1.47%，比重0.568；地层水为$CaCl_2$水型，矿化度243.29克／升，$Cl^-$含量149.85克／升，Na/Cl系数0.68，不含$SO_4^{2-}$。气藏目前尚未投入开发。

通过薄片观察，下二叠统的白云岩有的能见到生物或生物的残迹，有的呈斑点状分布在石灰岩中，由基质或胶结物逐渐向生物颗粒内部进行交代，是交代白云岩化的产物。关于白云岩化成因的机理，目前的认识还不统一，主要有两种看法，一种是深部热卤水白云岩化机理，认为白云岩化的镁质来自深部，即深部富镁的卤水沿构造断裂上升，并在断裂带附近的生物灰岩中发生白云岩化交代形成白云岩。其根据是白云石中包裹体的均一温度为100～132℃，白云石的$\delta^{18}O$为－6.57～－10.47‰ PDB，$\delta^{13}C$为3.6～4‰ PDB，说明白云石形成时温度较高，氧同位素也较重，代表深部环境，而非地表或浅埋藏条件。但这种机理与白云岩化的实际分布有矛盾。因为目前并未发现白云岩的分布与断裂带有直接的联系。另一种是咸淡混合水白云岩化的观点。因$P_1{}^2{}_2$是下二叠统沉积时的一个主要成滩期，大气水会进入滩体内，形成地下咸淡相混的透镜状水体，这种环境最易发生白云岩化。主要根据是白云岩化的层位和生物滩体密切相关。

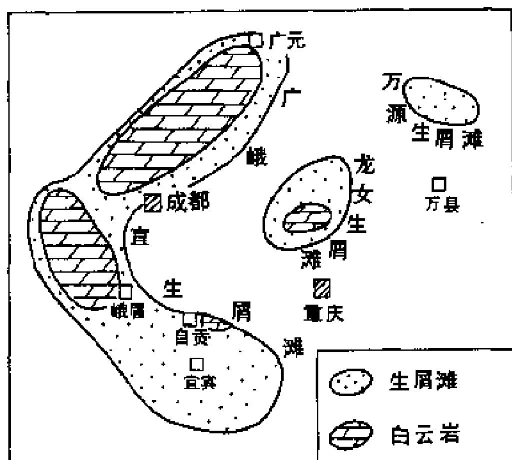



图8－21　四川盆地下二叠统栖霞组生物滩及白云岩化岩体的分布图

沉积相的研究表明，本层的白云岩化程度具有一定的区域分布，以川西北和川西最为发育。川东南厚度减薄，白云岩化程度低。从次生白云岩化的分布地区看来，均与滩体的核心部位有关（图8－21），因此可根据滩体的分布追踪白云岩化岩体，即用沉积相方法去发现和寻找次生白云岩化岩块圈闭的油气藏。这种分析有待于实践的验证。

*3．岩性尖灭圈闭类型*

（1）多系统岩性油藏

川中地区下侏罗统大安寨组油气藏，由介壳灰岩与黑色页岩相间组成，属半深水湖泊相的沉积。四周被浅湖相和深湖相的泥质岩包围，形成区域性的岩性尖灭圈闭，其分布面积达一万余平方公里，为一连片含油区。川中地区的区域构造背景是一向北倾斜的大斜坡，平均地层倾角约0.7°。目前钻探资料证明在大安寨层底面海拔－2600米到－1200米范围内，无论是局部背斜、向斜或单斜都有油气（即油气的聚集和圈闭不受局部构造控制）。目前已控制的含油面积达6000余平方公里，形成一个大面积的岩性圈闭油藏。但原油产量取决于裂缝发育的程度，裂缝发育区形成了高产区。大安寨油藏的其它特征将在第九、第十章论述。

（2）单系统岩性气藏

这种类型在四川地区所见很少，目前只在川南一些气田嘉二气层和嘉一气层中见到。如庙高寺气田嘉二$^2$气藏，储集层为石灰岩夹白云岩，厚35～40米，但有效储集岩只有一层，为厚1～3米的孔隙层，岩性为藻白云岩和鲕粒白云岩，孔隙度8～10%，渗透率$10\times10^{-3}$～$20\times10^{-3}$平方微米，最高可达$147\times10^{-3}$平方微米；储集岩呈透镜状分布于背斜轴部的寺15井到寺11井一带，透镜体的长度仅2公里左右，地层平缓，向四周消失于致密碳酸盐岩层中，形成单系统岩性圈闭。气井经测试日产气量50万立方米，原始地层

压力 329 巴左右，压力系数 1.59。1979 年投产至 1984 年底，累计产气 0.15 亿立方米，累计产水 1750 立方米，是一个范围很局限的小气藏。

另一个例子是东溪气田嘉五$^3$气藏。产气层是透镜状鲕粒灰岩，夹于含泥质和白云质的石灰岩中，为上倾尖灭圈闭。其特征将在第十章的东溪气田中予以介绍。

*4. 其它岩性圈闭类型*

除背斜、断层等构造圈闭以外，在岩层较平缓的部位，常出现一种特殊的圈闭，即由裂缝连通几个透镜状孔洞层（或分散的孔洞群）组成一个储渗体，其周围被致密岩体隔挡的圈闭。其特点是：① 裂缝系统是油气藏形成的主要因素，但它与 A.I.莱复生所定义的只由裂缝组成的裂缝圈闭油气藏又不相同；② 储渗体与隔挡体的岩性没有明显区别，也无相变，只是有无有效储集空间的差异，因此，有人称之为"物性圈闭"；③ 储渗体形状不规则，边界也难于划分；④ 储集岩往往是生油岩；⑤ 构造变动微弱，岩层平缓。因它主要受岩性所限制，并符合本文第五章所定义的"储渗体"的概念，故暂将它列于岩性圈闭中，并称之为"储渗体圈闭"。现举云锦、遂南两个地区的油气藏为例。

（1）云锦地区储渗体圈闭油气藏

云锦地区是川东南断褶带中的一个向斜构造，夹于两排梳状背斜之间，呈宽缓的槽形，轴向为北北东。据下二叠统顶面构造图，向斜的长轴为 26.5 公里，短轴 6 公里，闭合的面积约 150 平方公里，闭合深度约 200 米（图 8－22）。1972 年在向斜的北低点钻探云 1 井，在下三叠统嘉一段（井深 2382 米）和下二叠统茅口组（井深 3284 米）都获得了工业性油气流和天然气流。完井后开采下二叠统的天然气，迄今已 10 余年，生产稳定。其后又在向斜南端云 2 井钻获嘉一段油气藏（图 8－22）。

云 1 井茅口组气藏有地层水，气藏高度约 130 米。投产前，关井压力为 340 巴左右，至 1984 年底，累计产气 1313 万立方米，累计产水 185 立方米，地层压力 302 巴。

在云 2 井$Tc^2_1$— $Tc^1$上部测试，日产气 15 万立方米，日产油 37.8 吨/日，不产地层水，原始地层压力 231.4 巴，压力系数 1.1。

嘉一段和茅口组油气层虽然都是川南地区的区域性产层，但其油气藏多分布在背斜构造上，属背斜或断层圈闭的类型。而云锦地区的油气藏都分布在向斜宽缓的底部或翼部。地震资料未发现局部正向隆起或断层。它们与相邻的背斜气藏也不连通。图 8－23 是通过云 1 井的东西向横剖面图，东西两侧为坛子坝和龙洞坪背斜气田，嘉一气藏和茅口气藏都有边水或底水，水层海拔深度比云 1 井产气层高出几百米到一千多米。因此，可以肯定云锦地区的气层不属于这两个背斜油气藏的扩大部分，而是独立的油气藏。我们称之为储渗体圈闭的类型。图 8－24 表示了这类圈闭的特点，即在趋于水平的致密碳酸盐岩层中，局部发育孔、洞、缝，构成适合于油气富集的储渗体，周围的致密岩为隔挡体，油气从上下邻层或可生油的致密岩微孔运人其中（直至内外压力达到平衡为止）而形成油气藏。储渗体范围内也可能有断层存在，但它只起促使裂缝发育的作用，而不是断层圈闭。剖面中孤立的透镜状孔隙层也可能有油气富集，但由于渗透性太低，范围有限，未列入储渗体圈闭之中。嘉一段和茅口组储集层属于这种类型。

嘉一段和茅口组碳酸盐岩的孔隙和溶洞多形成于褶皱运动之前，而起渗滤作用的构造裂缝则是在褶皱运动时产生的。它在向斜或平缓斜坡上的分布规律目前尚不清楚，有待进一步研究。

（2）遂南地区储渗体圈闭气藏

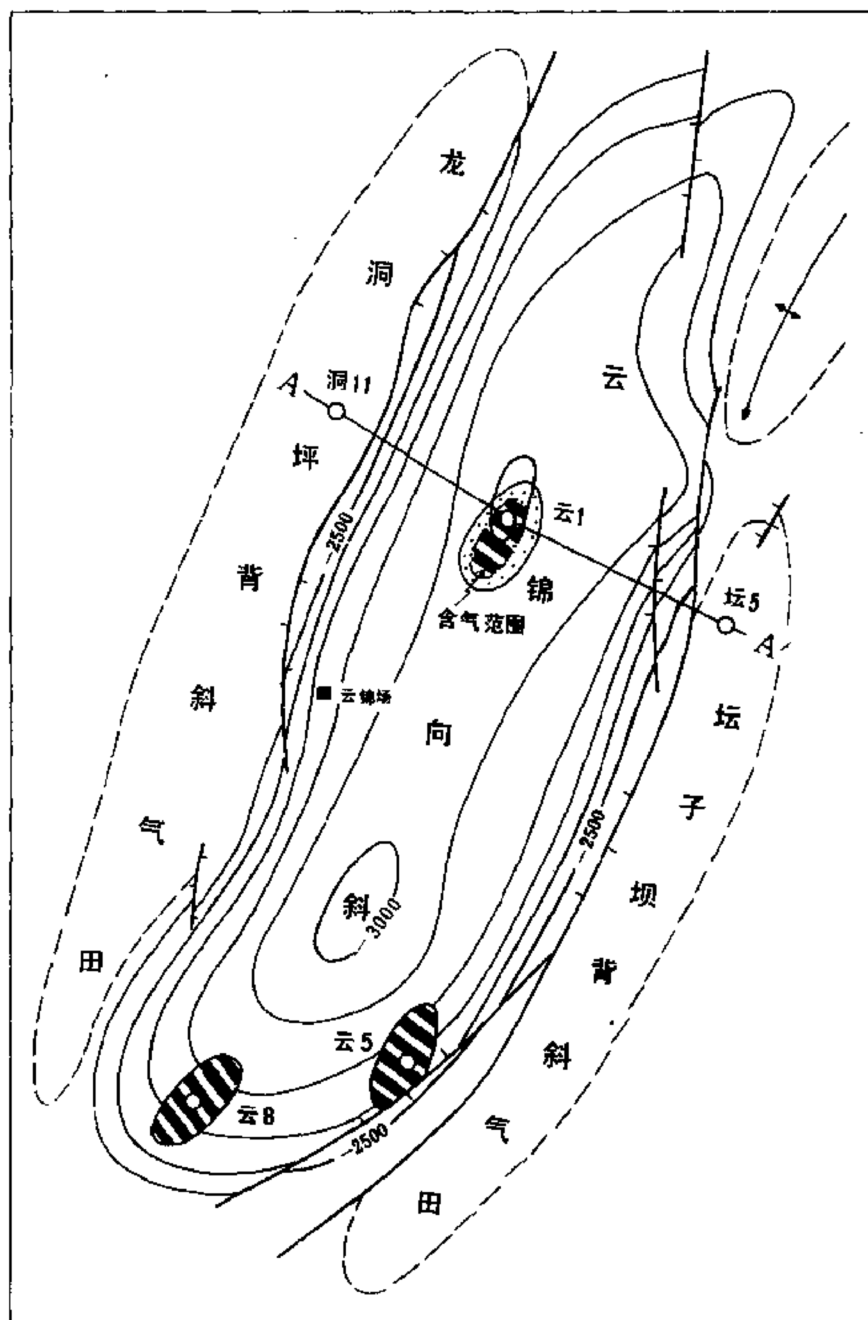



图8－22　云锦向斜储渗体圈闭油气藏平面位置图

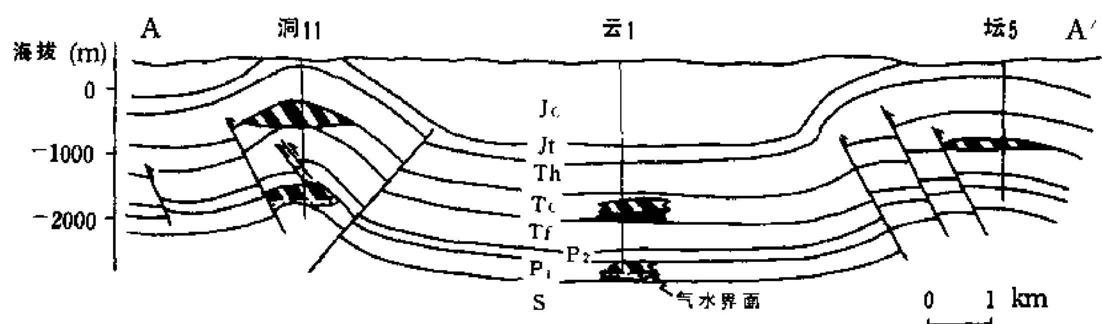



图 8－23　龙洞坪—云锦—坛子坝构造横剖面图
（剖面位置见图 8－22）

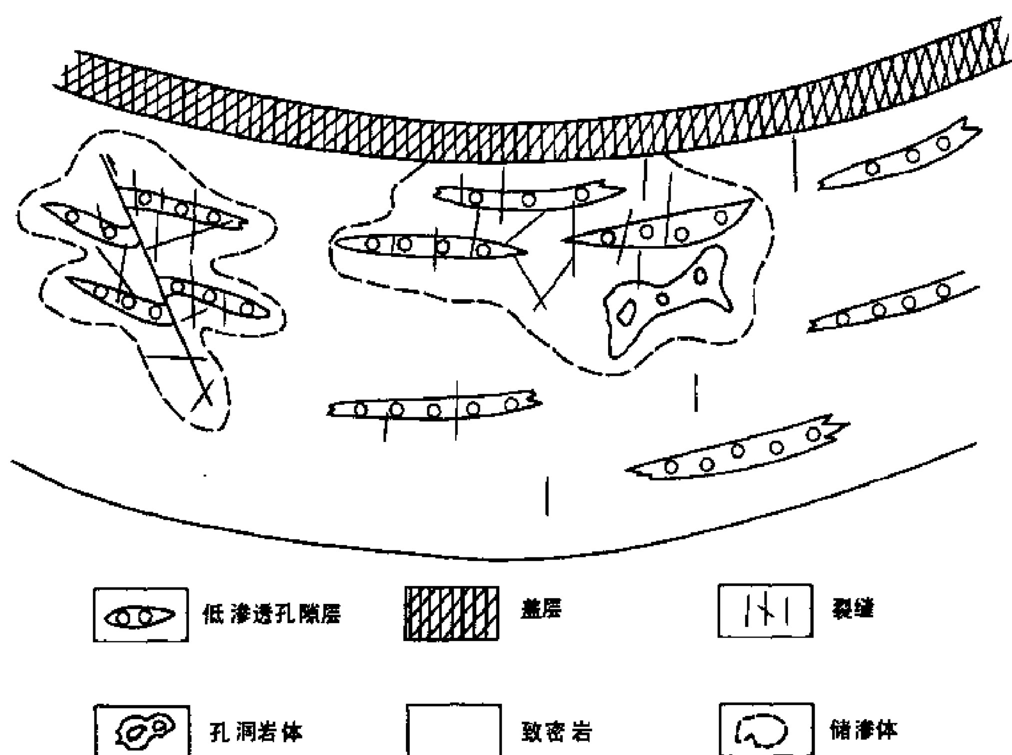



图 8－24　储渗体圈闭油气藏示意图

遂南气田位于遂宁县城的南西，构造位置处于川中隆起区龙女—磨溪构造带的西北翼龙凤构造鼻中的一部分，地层向北西倾斜，向东南抬起，倾角 30′～ 3°，是单斜上的一个鼻状构造（图8－25）。流体聚集在裂缝系统及由其连通的砂岩体的孔隙中。这种裂缝－孔隙型的储渗体被周围的致密砂岩和少部分泥质岩封隔，形成裂缝 － 孔隙型的储渗体圈闭气藏。目前生产井控制的面积已超出 100 平方公里，气藏边界还不清楚。

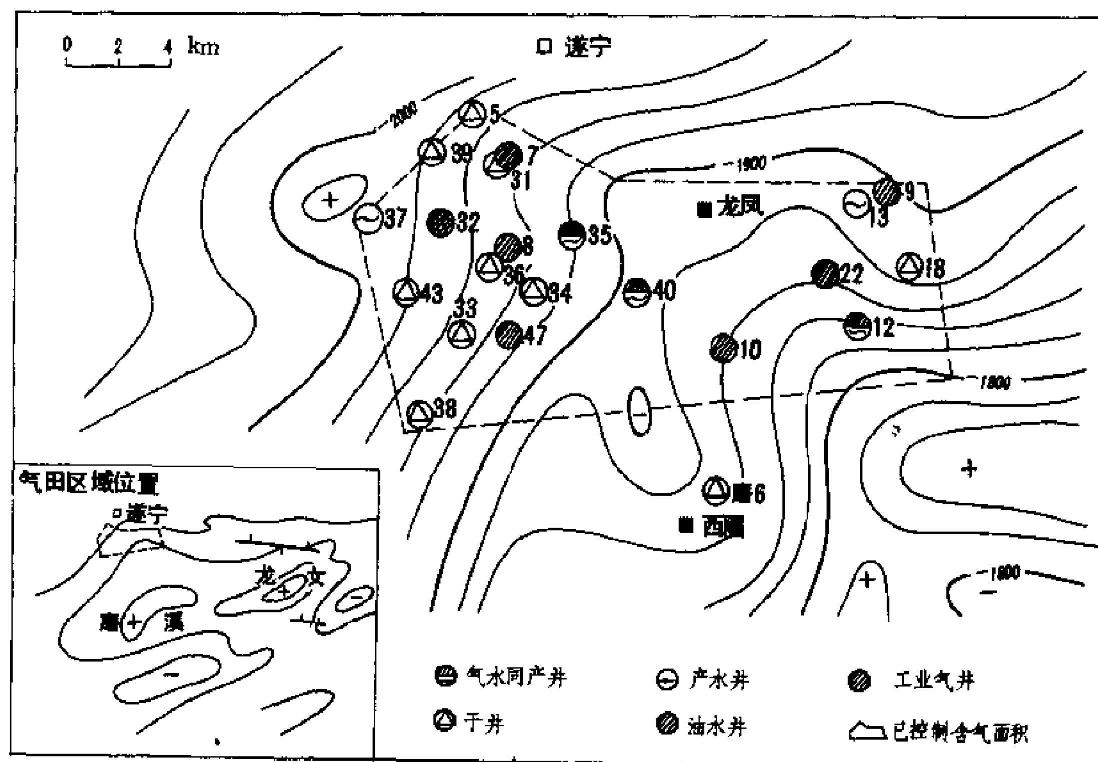



图 8－25　遂南气田香二段顶面构造图

产气层为香溪群（上三叠统），厚 650 米，属内陆湖泊—河流相沉积，可分 6 个岩性组。其中香一、三、五段为湖泊—沼泽相的黑色页岩和煤系沉积，厚度分别为 16 ～ 32、54 ～ 85、152 ～ 232 米，是气藏的生油岩层和盖层；香二、四、六段为三角洲相的砂岩层，厚度分别为 122 ～ 190、78 ～ 117、70 ～ 90 米，是气藏的储集层。砂、泥岩成韵律性间互，构成 3 个生储盖组合。目前工业性产气层为香二、四段，在香六段中有气显示。

三套厚砂岩层在川中地区都可对比，大层的连续性较好，但其内部结构很不均匀。图 8－26 表示砂岩的纵向非均质性，可见粒序、间断面和泥质岩夹层交错出现。遂 36 井香二段下部还可再分为 7 个岩性亚段，其间由粒级的突变或岩性的变化分开。每一亚段内颗粒变化很明显，同时杂基、灰质胶结物含量、以及孔隙度大小都与粒级变化紧密相关，总的来

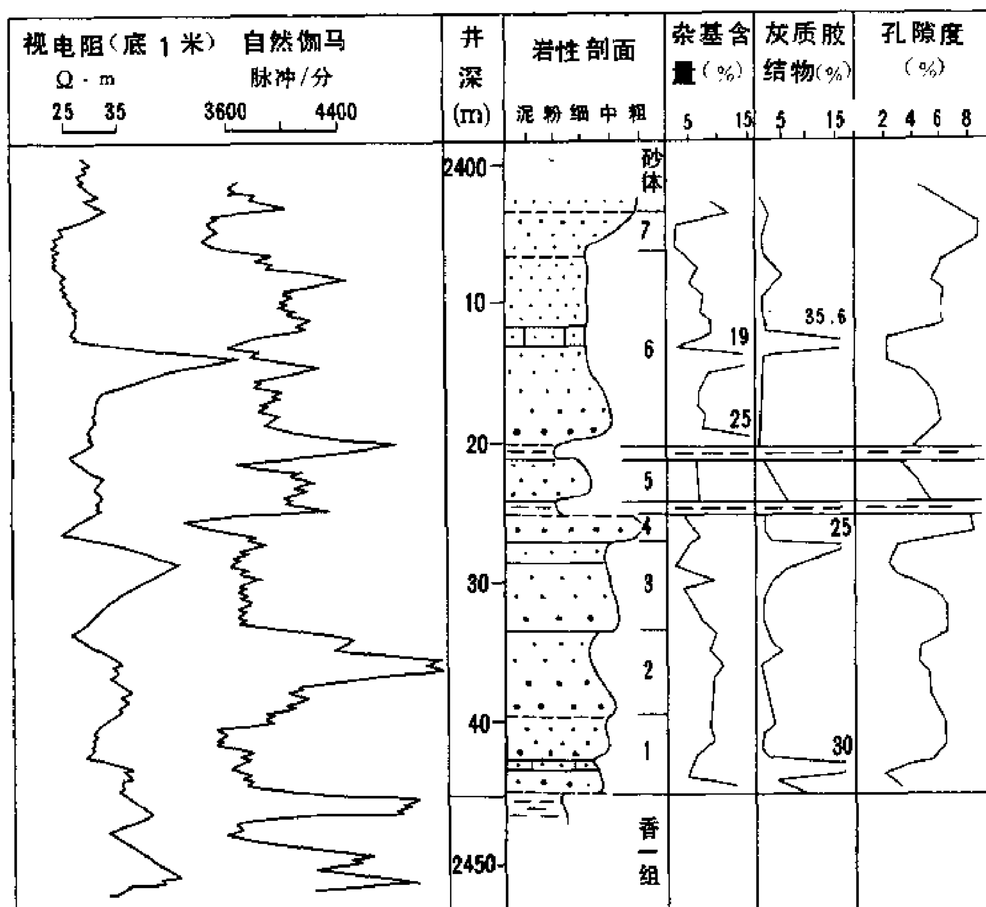



图 8－26　遂南气田遂36 井上三叠统香二下段柱状图

看中粒砂岩孔隙度较高。从图8－27 中还可看出砂岩储集层的横向变化情况，不同物性的砂岩透镜体相互交错叠置，呈不规则状展布，它们是湖水进退频繁的三角洲环境中的沉积产物。

香溪群砂岩属于低孔隙度、低渗透性、孔隙结构差的储集层。据 4641 块岩芯分析，香二段的孔隙度平均为 6.5%，个别可达 15%，渗透率平均为 $0.47 \times 10^{-3}$ 平方微米；香四段的孔隙度平均为 5.8%，最高达 13.3%，平均渗透率 $0.46 \times 10^{-3}$ 平方微米。用光学法测定的砂岩的润湿性为亲水型。据 2827 块水基泥浆岩芯分析（烘干法），砂岩的含水饱和度平均为 65%；用岩芯含盐量计算，含水饱和度平均为 43%；由电测资料（得莱赛 ROR 程序）计算的含水饱和度为 40 ～ 60%。用压汞分析法求得砂岩的排驱压力为 11 ～ 13 巴，饱和度中值压力为 60 ～ 65 巴，孔喉均值 0.47μm，总的评价认为是属于孔隙结构差的砂岩。

根据物性及孔隙结构，可将砂岩的储集性分为三类（表 8－15）。各类储集岩在纵向上相间出现，在平面上则分布在砂体的不同部位。据统计，香二段的 I 类储集岩不到 10%，Ⅲ 类则占 40 ～ 50% 左右，有效的储集岩呈薄层透镜体夹在致密岩类中。

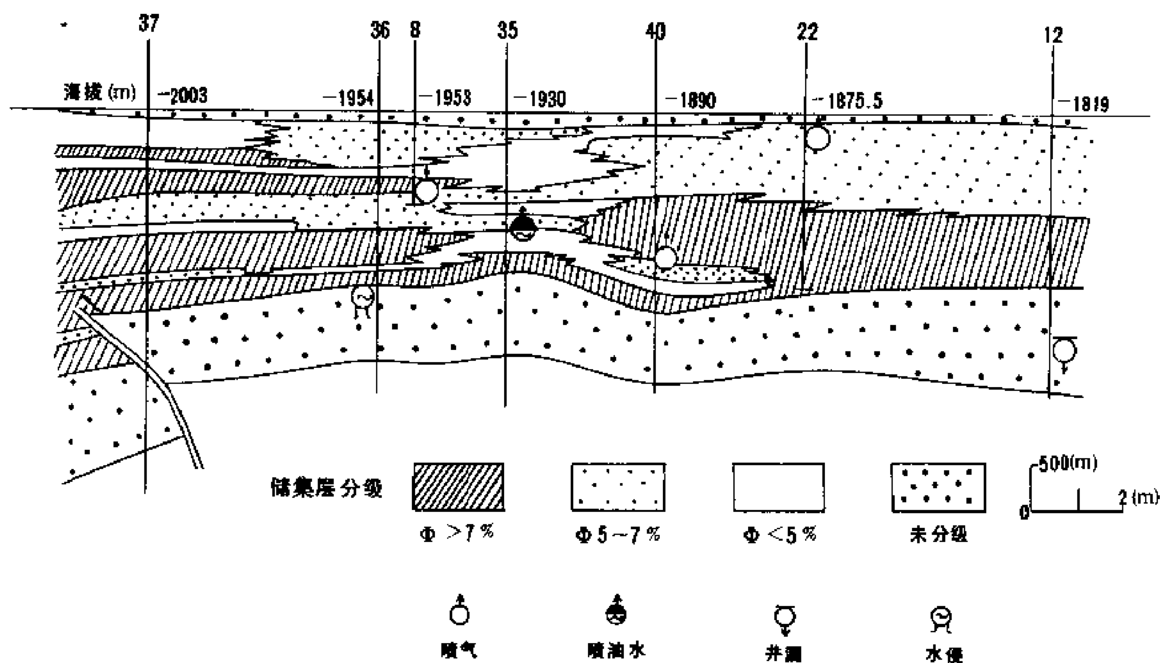



图 8－27 遂南气田上三叠统香二上段砂岩储集层剖面图

**表 8－15 遂南气田上三叠统碎屑储集岩分类表**

| 类　别 | 孔隙度 (%) | 渗透率 ($1\times10^{-3}\mu m^2$) | 中值喉道宽度 ($\mu m$) | 排驱压力 (bar) | 临界气柱高度 (m) | 粒　度 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Ⅰ.较好储集岩 | >7 | >2 | >0.5 | <10 | <100 | 中粒 |
| Ⅱ.差储集岩 | 7～5 | 0.2～0.05 | 0.5～0.1 | 10～20 | 100～200 | 细一中粒 |
| Ⅲ.非孔隙储集岩 | <5 | <0.05 | <0.1 | >20 | >200 | 粉一细粒 |

砂岩的物性与岩性有关，杂基含量少的中一粗粒砂岩体孔隙度高。高孔层的视电阻率为低值（因孔隙流体的高矿化度盐水）；电阻率高的层段往往为致密的灰质砂岩层。此外，砂岩中还发育次生溶蚀孔隙，有的砂岩体以次生溶蚀孔隙为主，这类孔隙受成岩作用的影响，在砂岩中分布不规则，变化较复杂。

由于砂岩的基质渗透率很低，所以地下流体的产出主要靠裂缝。钻进中遇到裂缝时，常有井喷、井漏等显示，经测试可获得工业性产能；未遇裂缝者常为干层，因此在平面上有高产井被干井包围的现象。巨厚砂岩层中裂缝的特点是：① 裂缝的密度小，据1512米岩芯统计，每10米长的岩芯中仅有3条裂缝；② 有效的裂缝主要是构造缝，它受构造变异

和断裂所控制，在平面上呈带分布（图8－28）。据钻探和地震资料分析，在遂南及其邻区主要有四个裂缝带，均呈北西—南东向，高产井主要沿裂缝带分布。这些裂缝带是沿着一些断距20～80米、延长1～3公里的小断层分布的，即多为断层附近的裂缝发育带；③裂缝在储集层剖面中主要分布在巨厚砂岩层的上部；④有效的构造缝主要是立缝和高角度的斜缝，其宽度多小于1毫米，最宽者可达20毫米，缝内常有次生方解石、石英、白云石等自形或半自形晶体半填充，沿缝常见溶蚀孔洞分布；⑤裂缝以致密的细粒—粉粒砂岩段较发育，延至较疏松的中粗粒砂岩即消失，它可勾通孤立的有效砂体，储于孔隙中的气就可以通过裂缝输入井底。

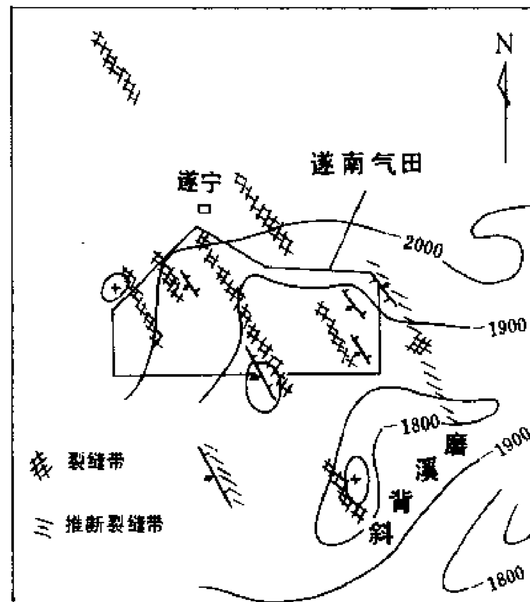



图8－28　遂南气田及其邻区香二段砂岩的裂缝分布图

香二和香四气层纵向上互不连通。就是同一个气层在横向上也出现油气水相互间杂和低处产气、高处产水的现象（图8－29），没有统一的气水界面，存在多个水动力系统。每个系统的范围不大，无论是地史期或开采期各系统间都互不连通。

香二和香四气层中的气都属于凝析气，上露点压力204～208巴，原始状态为单相气

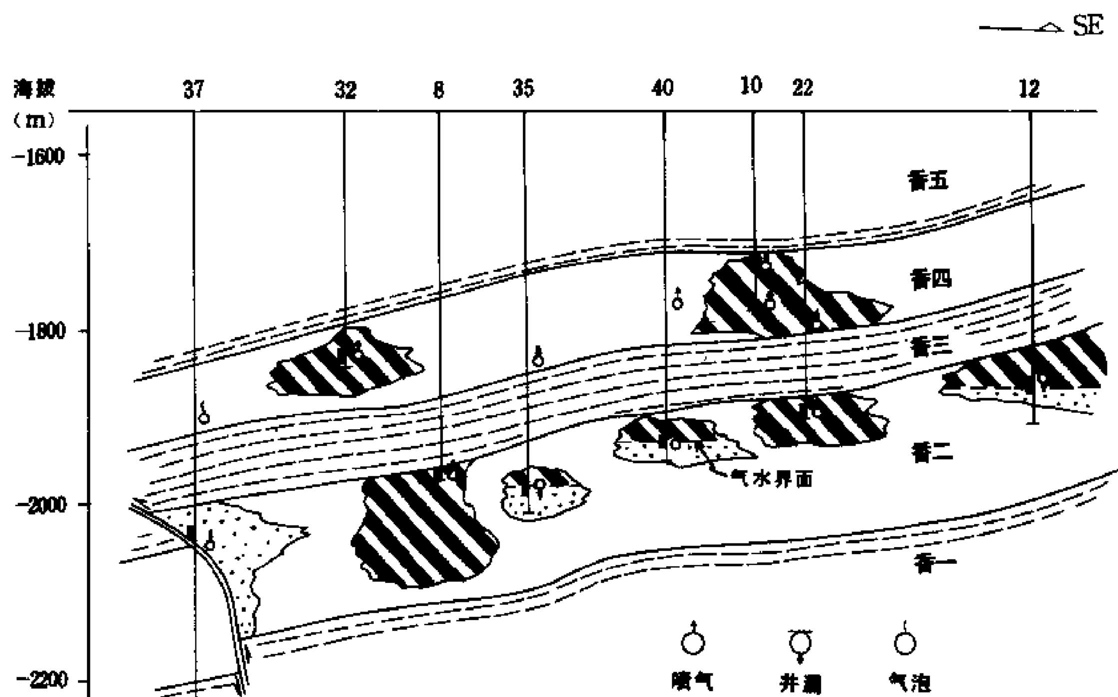



图8－29　遂南气田上三叠统砂岩气藏横剖面图
（遂8、10井等未钻遇气水界面，气藏水据开采中产水而确定）

态。凝析油比重0.72～0.78，粘度(0.38～0.56)×$10^{-3}$帕秒；天然气中甲烷为85～87%，乙烷10～11%，无硫化氢，含微量二氧化碳和氮，地下1立方米天然气含凝析油70～100克。

气井投产之后，普遍见地层水，水型为$CaCl_2$型，矿化度210～240克/升，Na/Cl系数0.69～0.73，含I、Br、B、Ba等微量元素，不含$SO_4^{2-}$和$H_2S$，反映了地下封闭条件良好。

油气藏的形成需要有二次运移和聚集过程。考虑到川中地区地层很平缓，储集岩的基质孔隙性太低，且非均质性很强，因此，单靠孔隙作运移通道进行运移的能力是有限的。从表8－16可知，由于储集层的孔喉毛细管阻力很大，要靠天然气本身的浮力作驱动力进行二次运移所需要的临界气柱高度至少要达到100米，对于原油，临界油柱高度值还应更大。但据古构造研究，本区原是一平缓的古斜坡，无古构造圈闭，其地层坡度仅10′～40′，相对起伏差异小，难于形成这种高度，因而早期富集是有限的。到后期地层褶皱时，川中地区的构造起伏虽然平缓，但有些局部构造变异（如遂南地区平缓的鼻状构造和小断层）仍控制着构造裂缝的发育。裂缝系统叠加在具有一定孔隙度的砂岩透镜体上组成储渗体，油气进一步富集和分异，形成现今的气藏。

**三、地层圈闭油气藏**

这里以相国寺气田中石炭统相南气藏作为地层剥蚀尖灭圈闭的一个实例。该气藏位于重庆市以北的相国寺背斜的南端。产气层为中石炭统膏溶角砾状石灰岩，厚度0～6米。孔隙度2～6%，裂缝孔隙度0.03%，基质渗透率小于0.1×$10^{-3}$平方微米，流体渗滤主要靠裂缝。气藏盖层为下二叠统底部含煤层系，厚5～10米，底层为志留系泥质岩，目前已探明含气面积28平方公里，但尚未见边水，原始地层压力584.2巴，压力系数1.59。由于储集层的储、渗条件均差，探井成功率低，气井产量小，目前尚未投入开发。

中石炭统顶部遭受剥蚀，地层残余厚度变化很大，部分地区出现侵蚀窗或尖灭现象。当上倾尖灭端被不渗透的上覆岩层封盖时，即形成圈闭（图8－30）。

相南气藏具有以下特点：①气藏范围不受背斜圈闭的控制。相国寺背斜南长轴上虽有一小高点，闭合面积3.6平方公里，闭合度40米，但目前已探明的含气面积远比南高点的闭合面积大。②与相北背斜气藏不连通，为不同圈闭的类型(表8－16)。由表8－16可看出，相南气藏的顶面(海拔－2250米)比相北气藏的原始气水界面(－1986米)要低276米，压力系数也不同。从图8－30看，两个气藏之间产层缺失，这是形成两个独立气藏的原因。

相南气藏的其它特点将在第十章相国寺气田一节中叙述。

**表8－16　中石炭统相南、相北气藏对比表**

| 气藏特征 | 相北气藏 | 相南气藏 |
|---|---|---|
| 圈闭类型 | 背斜圈闭 | 地层剥蚀尖灭圈闭 |
| 背斜闭合面积（$km^2$） | 28.0 | 3.6 |
| 闭合度（m） | 760 | 40 |
| 原始气水界面（m） | －1986 | 未探明 |
| 原始地层压力（bar） | 242.9～287.6 | 584.2 |
| 压力系数 | 1.2～1.3 | 1.59 |
| 气藏顶面海拔（m） | －1226 | －2250 |

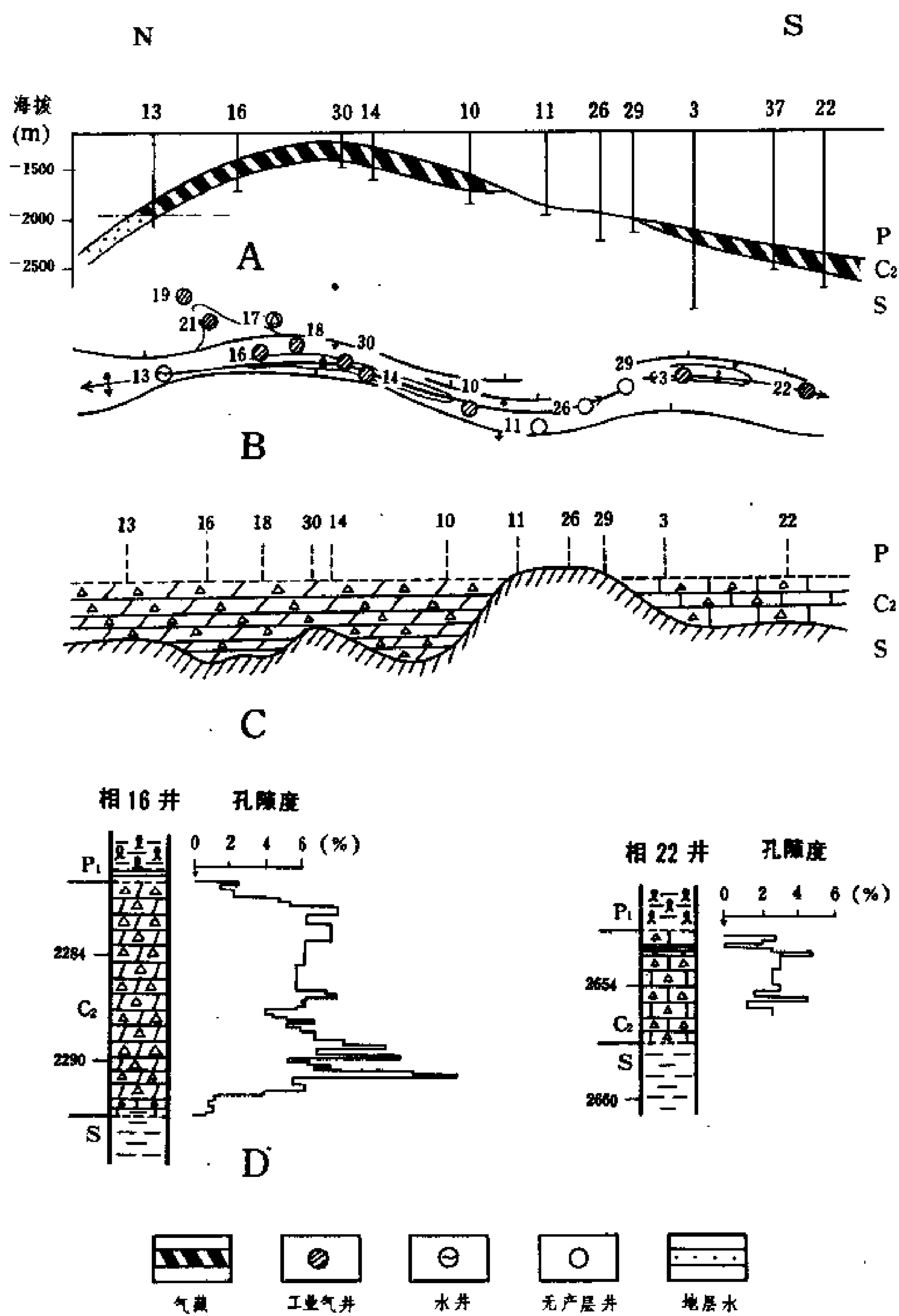



图 8－30 相南中石炭统地层剥蚀尖灭圈闭气藏综合图

A—气藏纵剖面； B—平面图；
C— 中石炭统沉积补偿图； D—柱状剖面图

# 第九章　油气田分布特征

世界上许多含油气盆地的资料说明，在一个含油气盆地内油气田的分布是有规律可寻的。人们常常遵循石油地质学的一些基本理论来指导一个地区的油气勘探，同时也从自己的客观实践中不断总结本地区的油气分布规律，藉以进一步扩大油气勘探开发成果。事实上，一个油藏或气藏的形成并不是受单一地质因素决定的，它要受到许多方面地质条件的影响和控制，诸如生储油条件、盖层条件、水动力条件和圈闭条件等等，以及这些条件之间的有利配合。

四川盆地是我国重要的含油气盆地之一，纵向上具有多个含油气层系，这些不同的含油气层系常具有一定的分布范围和在区域上构成一个独立的含油气区。据分析认为，影响和控制盆地内形成一个含气区的主要因素是区域岩性岩相和古构造条件。但是对油气区内的一个具体油气藏来说，控制其形成和富集的直接因素则是圈闭条件，目前已发现的众多气藏的圈闭类型主要是现今构造圈闭，它对确定油气藏能否具有工业价值及其规模大小起重要作用。此外，随着勘探程度的提高，岩性圈闭和地层圈闭类型的油气藏也开始有所发现。现就对盆地内有关油气田分布特征的认识记述如下。

## 第一节　良好的生储盖层组合

前文论述了盆地的生油气层和储油气层情况，此外，一个油气藏的形成还必须有良好的盖层条件。生油气层、储油气层和盖层常常是紧密相邻和彼此相互依存的，这样就构成了生储盖层组合的概念，特别是在一个独立具有自生自储条件的含油气层系更是如此。有的地层可以同时起到生油气层和盖层的作用，例如大安寨油层中的暗色泥质岩，既是良好的生油层，又是邻近介壳灰岩储油层的盖层或隔层；有的则具有生油气层和储油气层的双重作用，例如下二叠统石灰岩。当然其中有好坏之分，好的生油气层段不一定是最好的储集层段，反之，好的储集层段也不一定是最好的生油气层段，但二者的作用兼而有之确实是存在的。总之，生储盖层及其组合条件对油气藏的形成和保存十分重要，它是形成区域性含油气层必备的一个基本条件。

**一、两种生储盖层组合型式**

从已知的含油气层系在纵向剖面中生储盖层组合特点分析，主要存在有两种组合型式：一种为彼此呈连续沉积；另一种则在生储盖层之间有沉积间断（图9－1）。

呈连续沉积的生储盖层组合可以嘉陵江组为代表。它是一套由石灰岩—白云岩—硬石膏、岩盐组成的多旋回沉积，其中石灰岩为生油气层，粒屑灰岩和白云岩为储油气层，石膏、岩盐为盖层。石膏、岩盐不仅是每一个次一级旋回沉积的直接盖层，而且也是分隔不同产气层的间隔层，致使嘉陵江组形成多个产层。

据川东南地区钻探资料证实，当嘉陵江组气层上覆有一定厚度的区域性盖层时，单层厚度大于3～4米的石膏层就可以阻挡油气向上散失，成为良好的盖层或隔层。但是，如果只有较厚的直接盖层，而缺乏一定厚度的区域盖层时，则难于保存工业气流。如老翁场气

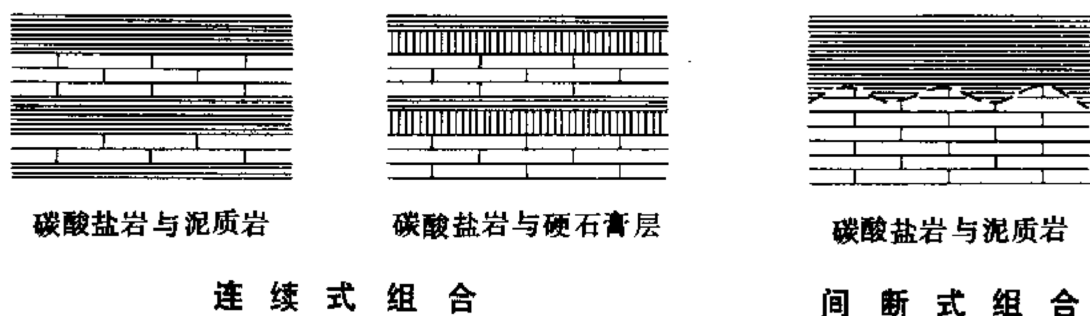



图 9－1　生储盖层组合型式图

田，位于川南泸州印支期古隆起的南端，嘉四$^4$层的残余厚度仅 4 米，嘉三层因上覆地层和直接盖层条件都不理想，因而没有形成工业气藏。但向下到嘉二$^2$层，上覆地层增厚，且嘉二$^2$层上部石膏单层厚度可达 4 米，盖层条件变好，经钻探证实老 1、老 2 井在嘉二$^2$层中喷出了大量天然气。塘河、太和场气田嘉二$^3$层上覆的直接盖层石膏单层厚度大于 3 米，区域盖层嘉陵江组厚达 160 ～ 250 米，这两个气田嘉二$^3$层均获得工业气流。

大安寨油层的生储盖层组合也属于连续沉积的类型。川中地区大安寨油层厚 80 ～ 110 米，主要由黑色页岩与介壳灰岩或介壳条带灰岩相间组成间互层，另外还有少量紫红色泥岩和粉砂岩。其中黑色页岩是主要的生油层，介壳灰岩也具有生油条件，但主要是储油层，盖层除上覆的紫红色泥岩外，黑色页岩也是重要的盖层和隔层，把纵向上不同的介壳灰岩分成为几个含油层组。属于这一类型的还有雷口坡组、须家河组、东岳庙油层、凉高山油层等。

呈连续沉积组合型式的生储盖层在纵向分布上常有一定规律可寻。好的生油气层是在海侵或湖侵达到高潮，水体比较安定的条件下形成的。而储油气层则经常处于海侵向海退方向演变的过渡带上，当海退期到来，水盆变浅或形成闭塞环境，则是紫红色泥质岩成石膏、岩盐等盖层出现的层段。如嘉陵江组嘉一段、嘉三段代表海侵期沉积，其中靠中下部的暗色石灰岩是主要的生油气层段，向上常过渡为白云质灰岩、灰质白云岩以及白云岩，预示着海退期已经开始，海盆环境变浅，有利于鲕粒、生物碎屑等粗结构岩类的沉积，是好的储集层段比较集中的部位。继续向上进入嘉二段和嘉四段主要是代表海退期闭塞环境的膏盐层沉积，是嘉一和嘉三气藏的盖层。掌握生储盖层之间的规律性变化可以帮助我们认识和发现多个含油气层。川东南地区从东溪、卧龙河至自贡之间的广大地区，通过逐层打开逐层测试等措施，已经证实在嘉陵江组中，凡是纵向上具备了由石灰岩成白云岩到硬石膏组成的组合，就可以形成为一个单独的产气层。同样在川中地区，由于认识了大安寨油层随着湖水进退而引起的纵向上产层组合的变化规律，就为判断介壳灰岩储集层相互叠合形成多个产油层的有利地区指出了方向。

生储盖层间有沉积间断的组合型式可以下二叠统或震旦系灯影组为代表。储集层为厚层至块状的石灰岩或白云岩，顶部常被剥蚀，与上覆泥质岩盖层之间存在有沉积间断，致使被保留下来的储集层无论从层位上或残留厚度上都有变化。油气的富集既可以源自具有储

集条件又有生油气条件的石灰岩和白云岩本身，也可以来自上覆的泥质岩。例如下二叠统的气源主要应来自它本身，是比较典型的具有自生自储特点的区域性气藏。当上覆层为很厚的暗色泥质岩时，它不仅是良好的盖层而且也是重要的生油气层。有人认为震旦系灯影组的天然气除了来自它本身外，还有可能来自下寒武统底部的暗色泥质岩。

川东地区的石炭系气藏也属于这种组合型式，不同的是石炭系与上覆和下伏地层之间都有明显的沉积间断，残留厚度不大，一般为几米到数十米，为潮坪沉积，主要由角砾状白云岩和白云岩组成。储集性能较好，但其本身缺乏良好的生油气条件，它的油气来自上下邻层，主要是来自下伏志留系巨厚的泥质岩。盖层是以泥质岩夹薄层泥灰岩组成的下二叠统底部梁山组，厚约10米，封闭性能很好，在纵向上能把石炭系气藏和下二叠统气藏分开。

石炭系气藏的生储盖层分属三个不同的地质时代，由于彼此配合良好而成为一个区域性产气层，在石炭系储集层剥蚀殆尽的地区气藏当然不会存在。同样，若是只有石炭系储集层存在，而没有紧邻的生油气层和盖层的配合，这时储集层的条件再好也不可能形成气藏。所以具有沉积间断的间断式组合型式的关键是生储盖层之间要有良好的配置关系。另外，间断面的存在使碳酸盐岩储集层经历剥蚀淋滤等作用，对形成次生储集空间有利。下二叠统气藏主产层段出现的部位大多邻近顶部侵蚀间断面，因受区域性剥蚀幅度影响，横向上产气层位高低不一。如泸州地区剥蚀幅度大，主要产气层位较低，为阳三[2]层，向西至自贡地区剥蚀幅度较小，残留厚度增大，主产层段也上移至阳三[4]层。剥蚀作用除促进次生孔隙发育外，也能形成地层圈闭，如川东地区石炭系储集层，不仅在风化壳附近见有因岩块崩塌而形成的角砾间孔次生储集空间，而且在相国寺气田证实有残丘型的地层圈闭气藏存在，从而扩大了找气的领域。

目前对间断式组合油气层的配置特点还缺乏深入了解，但它与前述的连续式组合之间的差异是显而易见的，不单表现在配置的型式上，而且在油气藏形成的控制因素和聚集规律方面也迥然不同。

**二、良好的生储盖层组合是形成油气区的基础**

一个含油气层系在一个特定的区域内形成油气区，首要的条件是要有良好的生储盖层组合，这从许多实例中能得到证实。

川中自流井群的几个含油层能在大范围内连片含油，与生油条件和储油条件配置良好分不开。大安寨油层分布区必须具备两个基本条件，第一是有黑色泥质岩，它是生油层同时也是盖层和隔层，第二是要有能储油也能生油的介壳灰岩存在。以介壳灰岩为主组成的半深水湖相沉积区，紧邻深水湖相生油区，而且它本身也间夹有多层黑色页岩，不仅储集条件好，还有较好的生油条件和隔层条件，由于同时具备了上述两个基本条件，才成为含油最有利的相带。以黑色页岩为主的深水湖相带虽有良好的生油层，但因缺少储集层而不能得到工业油流。同样，向浅水湖相一侧，虽然具有一定的储集条件，但生油条件变差，钻探结果也不理想。川中凉高山油层也有相似特点，在合川、龙女、一立场、八角场一线东北侧，黑色页岩与长石石英粉砂岩组成间互层，横向上成层稳定，纵向上形成良好的生储盖层组合，为大面积含油奠定了基础。合川—八角场连线西南一侧，湖盆环境变浅，黑色页岩生油层逐渐为紫红色泥岩及粉砂岩代替，呈层分布的粉砂岩储集层也变为透镜体砂岩，生储油条件同时变差，除有少数井见油气显示外，很难发现工业油流。

海相碳酸盐岩较之内陆湖盆沉积相对要稳定得多，横向上岩性岩相变化较小，巨厚的碳酸盐岩不仅是储集层，也是重要的生油气层；在空间上从局限海台地至广海陆棚诸相区都

有生油气的可能。故对于这类生油和储油条件兼备的厚层至块状海相碳酸盐岩，油气藏形成的首要问题已不是有无生油气条件问题，重要的是要有好的储集条件和储盖层组合。下面以二、三叠系含气层为例加以说明。

下三叠统飞仙关组在华蓥山以西属于浅海台地相紫红色泥质岩夹碎屑岩及泥灰岩沉积区，七跃山以东主要为广海陆棚相灰色及深灰色石灰岩沉积区，前者缺乏好的生油条件，而后者缺乏好的区域性盖层，故含油气条件均不理想。介于华蓥山和七跃山之间的地区则处在台地向广阔海的过渡带上，形成了紫红色泥质岩与灰色到深灰色粒屑灰岩组成的间互沉积。在不同剖面中组成以紫红色泥岩、含泥质灰岩、粒屑灰岩直到质纯的泥晶、细粉晶灰岩旋回性沉积，其中质纯的泥晶灰岩有一定的生油气条件，鲕粒灰岩是储集层，紫红色泥质岩是盖层，在区域上具备了较好的生储盖层组合条件。目前在这一地区（主要是川东地区）已见到了不同程度的含油气显示和一些工业气井，这足以说明与它处在生储盖层组合条件较好的有利相带有关。

嘉陵江期在飞仙关期海盆基础上继续接受沉积，受黔中和七跃山等水下隆起影响，这时海盆环境有了改变，主要为一套石灰岩、白云岩、硬石膏组成的多旋回沉积，在盆地广大地区分布稳定，成为川东和川南重要的区域性含气层系。嘉陵江组的产气层远比飞仙关组产气层分布范围广，但仍受一定的沉积相环境控制，含油气的有利相区主要是位于局限海台地至开阔海台地范围之间。从泸州地区和自贡地区含油气条件的比较中可以看出，当石灰岩、白云岩和石膏层向西侧变为紫红色泥岩夹泥质灰岩、粉砂岩以后，形成气藏的地层条件即不复存在，如嘉一气藏在泸州地区是一个区域性气藏，向西越过青山岭背斜以后石灰岩即逐渐消失，故自贡地区不存在嘉一气藏。嘉三气藏比嘉一气藏分布范围广，是自贡地区的一个重要气藏，但从自贡开始向西南方向岩性发生变化，至观音场附近，当石灰岩泥质含量增重，储集条件变差时，就没有获得过工业气流。

上二叠统长兴组在横向上相变规律比较明显，自西而东分布着河沼沉积和火山碎屑岩相一潮坪含煤砂泥岩相一局限海台地生物泥晶灰岩相一开阔海台地泥晶生物灰岩相一台内和台缘浅滩亮晶虫藻灰岩相一台缘海绵点礁相一广海陆棚硅质页岩相。其中在局限海台地到开阔海台地包括礁滩相地层在内，都见有工业气井出现，说明在广大领域普遍具有良好的生储盖层组合条件。但是要形成高产首要的是储集条件，在川东，由于存在礁相白云岩，孔隙性好，有效厚度大，储集条件优越，已证实为高产气层，开拓了寻找生物礁类型气藏的新领域。

下二叠统与上述情况不完全相同，如果说前者在区域上还存在着由浅到深比较明显的相带变化，那么后者则岩性岩相非常稳定，均属开阔海碳酸盐台地沉积，普遍具有自生自储条件，同时在大范围内与上覆的上二叠统泥质岩组成间断式储盖层组合，为气藏富集奠定了基础条件。目前已证实下二叠统在盆地的不同构造单元中皆有气藏存在，是一个区域性的广泛分布的含气层系。此外，和下二叠统气藏相类似的还有震旦系灯影组气藏。值得注意的是，由不同时代组成的这类间断式生储盖层组合，在区域上不一定都能稳定存在，小则影响含气层位保留的多少，大则影响到不同地质时代含气层系的缺失。例如加里东期乐山一龙女寺隆起带的下古生界就可能缺失几个生储盖层组合，所以对其储盖层之间的配合条件，需要给以足够的重视和加强研究。

## 第二节　有利的储集相带

在具备生储盖层基本条件的有利相区内，促使油气向含油气层富集的主要因素是储集条件，一般讲，只要找到了好的储集相带，就可能发现成带分布的油气藏群体。四川的储集层情况比较复杂，无论是碎屑岩还是碳酸盐岩都属于裂缝－孔隙型储集层。这类储集层具有孔、洞、缝等多种储集空间，但分布极不均匀，比较好的孔洞层段所占比例较低，约为储集层总厚度的10%左右。岩石基质的孔隙度和渗透率都较低，油气产出主要靠裂缝。其中一部分储集空间受岩石组构控制，和原来沉积时的岩性岩相环境有密切关系；另一部分则不受岩石组构控制，主要受构造、岩溶等作用影响。所以，区分两类不同特点的储集空间，研究它们的各自形成条件和控制因素是十分重要的。四川盆地的海相碳酸盐岩主要属台地相沉积，较之内陆湖盆水域开阔，不同相带延展面宽，根据岩性岩相横向变化的分带情况又可分为两种：一类是区域岩性岩相的分带性比较明显，由浅到深、由陆到海呈规律性变化，在古陆的前缘有近岸浅水泥坪沉积，如中下三叠统嘉陵江组、雷口坡组可为代表；另一类区域上的分带性表现不够明显，主要为浅海碳酸盐台地沉积，古陆大都沉没水下，缺少近岸的泥质岩沉积，如下二叠统、震旦系灯影组可为代表。这两种不同沉积特点的碳酸盐台地气藏的形成和分布则各具特色，并不完全相同。

本节重点讨论区域岩相带对受岩石组构控制的那一部分储集层的影响和控制作用。据目前初步认识，在已知含油气层系中油气富集的有利相带主要有：①侏罗系大安寨油层半深水湖相带；②中下三叠统嘉陵江组、雷口坡组台内浅滩；③上二叠统长兴组生物礁；④下二叠统暴露滩和白云岩化；⑤中石炭统潮坪。

### 一、大安寨油层半深水湖相带

川中大安寨油层是一个比较典型的受岩相带控制的油气富集带。当其沉积时，在湖盆四周主要是紫红色、灰绿色泥岩夹粉砂岩或泥灰岩，为浅水湖相沉积，只是在靠近盆地的北缘和西缘，由于邻近古剥蚀区，陆源碎屑丰富，以含介壳碎屑的粉砂岩、砂岩为主，属滨湖相砂岩夹泥岩沉积。湖盆的中心部分介壳灰岩和黑色页岩发育，岩性岩相分布稳定，成层性好，属半深水和深水湖相沉积。特别是靠近湖盆中心的南侧，在区域构造上处于龙女寺隆起北倾的斜坡带，基底的稳定性较强，环境安定，有利于生物的繁殖生长，在大范围内分布着成层稳定的介壳灰岩与黑色页岩，为川中地区形成大面积含油区奠定了基础（图9－2、图9－3）。

大安寨油层是在一个比较安定的湖盆环境下沉积的，适宜于生物的繁殖和生存，见有多种生物共生，但总的来讲主要是介壳生物，其次还有介形虫、螺等，堆积成层，形成介壳灰岩储油层。介壳灰岩具有多种类型的储集空间：①产于质纯介壳灰岩或化石壳体中的晶洞、晶隙；②生物壳体与基质或充填物之间的印模间隙；③介壳条带灰岩的层面间隙；④介壳碎片呈近水平排列的质纯介壳灰岩或含泥质介壳灰岩的层间间隙；⑤沿层面间隙和层间裂隙形成的溶洞、溶隙；以及⑥受构造力作用形成的裂缝等。它说明从介壳生物沉积开始，直到成岩以后的各个阶段，可以形成多种类型的储集空间，例如介壳灰岩中的晶洞晶隙和印模的间隙受岩石的原生结构控制较明显，而溶洞溶隙、层间裂隙和构造裂缝则主要是后期次生改造结果。另外，根据对介壳灰岩内部结构变化的研究，靠浅水一侧介壳生物大小混杂，排列紊乱，泥质含量多，而向深水一侧介壳生物多顺层排列，呈碎片—碎屑状，分选较均

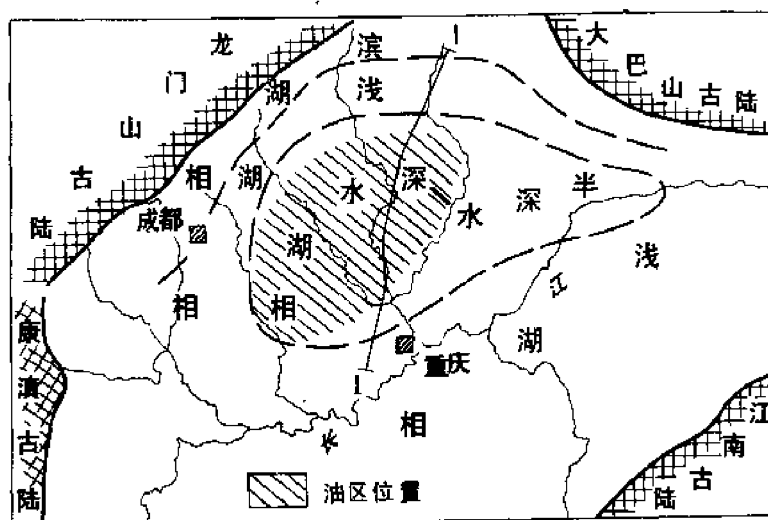



图9－2 大安寨油层沉积时古地理图

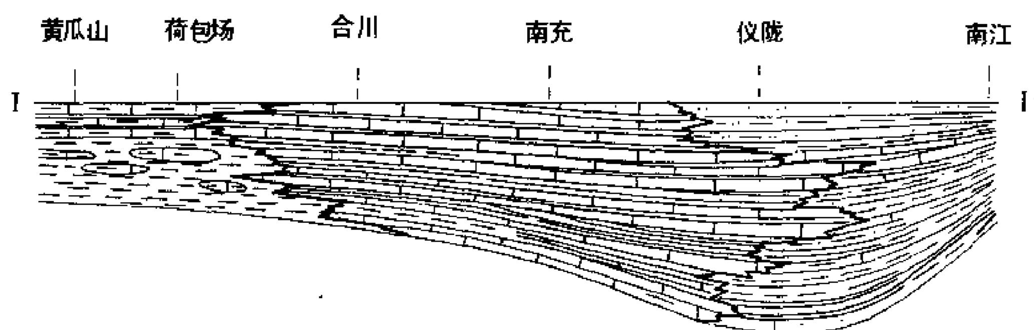



图9－3 大安寨油层岩性横剖面图

匀，成分纯，说明除了就地生长的介壳生物堆积以外，还有搬运分选作用。随着岩性在横向上的变化，缝缝洞洞的发育情况也不一样。图9－4所表示的就是各种储集空间在不同结构介壳灰岩中的分布变化状况，可以看出质纯介壳灰岩和含泥质介质灰岩的储集条件最好。

大安寨油层含油的有利相带是半深水湖相带，这是因为：①介壳灰岩与黑色页岩相间成层，本身具有良好的生储盖层组合。②北邻深水湖相生油区，在长期发展中川中处于向南抬起的斜坡带，油气向南运移时半深水湖相带最利于优先捕集。③介壳灰岩发育，主要由质纯、含泥质介壳灰岩组成，介壳含量一般大于50%，可以形成多种储集空间和较发育的裂缝。④大安寨油层沉积过程中受地壳振荡作用影响，还存在着次一级的小旋回沉积，随着湖盆环境的变迁，在半深水湖相带造成几个含油层的相互叠合而形成多产层。图9－5表示

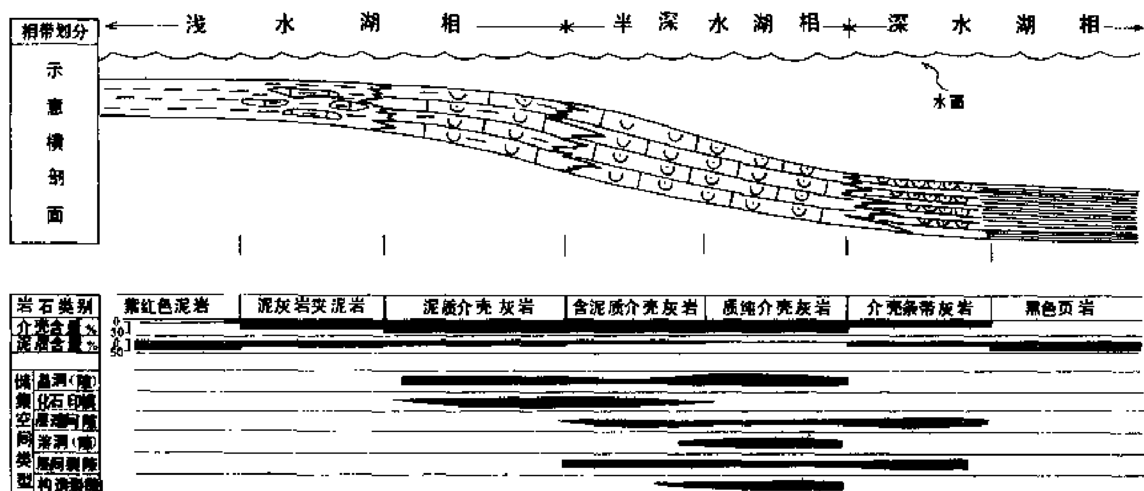



图 9－4　大安寨油层沉积模式和不同类型储集空间分布图

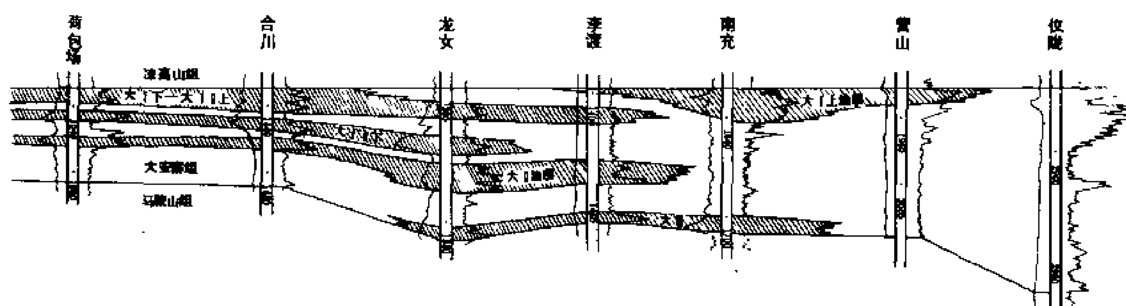



图 9－5　川中大安寨油层介壳灰岩横向变化图

的是不同阶段介壳灰岩在横向上的变迁和重叠情况。目前在半深水湖相带中金华镇、蓬莱镇、桂花、南充、广安等地都已证实有大安寨层的油田存在。

## 二、嘉陵江组、雷口坡组台内浅滩

嘉陵江组和雷口坡组沉积时，虽然两者的陆源区不同，一个位于西侧的康滇古陆；另一个是东侧的江南古陆，但岩性岩相变化方向都是东西向的，沉积环境也十分相近，受当时古陆和沉积环境的影响，海盆处于半封闭状态，为闭塞海台地。

古陆的抬升不仅提供了大量陆源碎屑，同时也抑制了碳酸盐台地的发展，与早二叠世广阔海台地相比，其最大差异就在于它具有较强的亲陆性。一般在靠近古陆剥蚀区为滨海陆源泥质碎屑物沉积区，然后随着海水加深才依次出现了泥质白云岩、泥质灰岩，直到开阔海台地相石灰岩沉积，从浅到深呈现出有规律的变化。嘉陵江组、雷口坡组的岩性岩相变化可以概括为两种模式：一种是海进旋回式，可以嘉一段为代表；另一种是海退旋回式，以嘉二段为代表（图 9－6、图 9－7）。海进时海水深度相对要大一些，水域通畅，水流被隔绝的

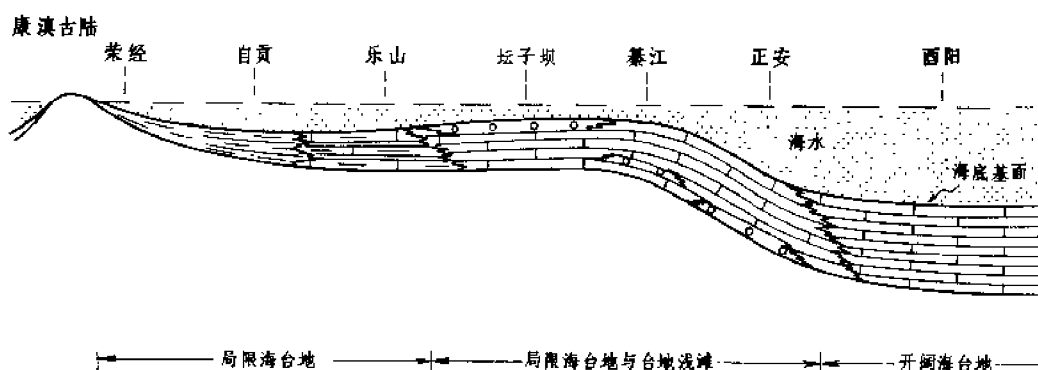



图 9－6　四川盆地嘉陵江组嘉一段岩性岩相横剖面

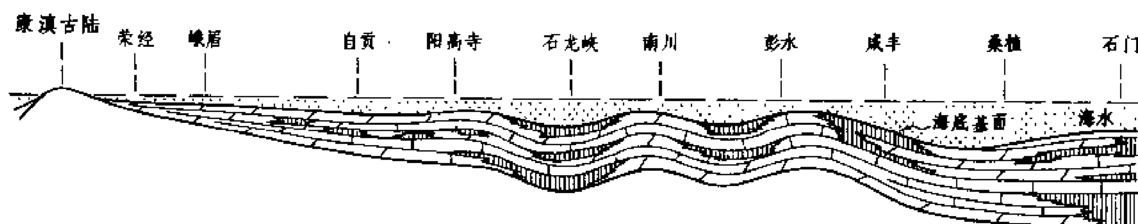



图 9－7　四川盆地嘉陵江组嘉二段岩性岩相横剖面

现象不明显，沉积物以浅海相石灰岩为主，局部见粒屑灰岩和白云岩，岩性岩相展布比较稳定。海退时情况要复杂一些，由于海水浅，水流通道受到限制，主要为潟湖相白云岩和石膏沉积，在横向上受断层活动影响，局部的隆起带和凹陷带相间出现，岩性和厚度变化都较大。在隆起区一般厚度薄，石膏层不发育，主要由白云岩和石灰岩组成，凹陷区厚度大，石膏、岩盐相对发育，而介于这些凹陷区和隆起的中间地带，往往是岩性和厚度的变化带。

有利于油气富集的相带是台内浅滩和台缘浅滩相带，下面以嘉一段为例说明之。嘉一段在盆地内自西而东可划分为四个相区（图 9－8）：盆地西侧江油、荥经、雷波一带处于龙门山岛链和康滇古陆东缘，主要为紫红色泥岩和粉砂岩沉积，属滨岸浅水台地泥质碎屑岩区。向东至华蓥山，于川中和自贡一带为局限海碳酸盐台地沉积，除下部见紫红色泥页岩及泥灰岩外，主要是泥晶球团粒灰岩。过了华蓥山以后，在七跃山以东为开阔海台地沉积，薄板状的泥、粉晶灰岩十分发育。但是在七跃山到华蓥山之间的川东及川南泸州一带则属台地浅滩相带，为泥、粉晶灰岩与亮晶鲕粒、介屑、砂粒屑灰岩沉积。实际钻探结果证实，含气条件最好的是台地浅滩相区，在川南泸州一带形成为一个区域性的产气层。

台地浅滩沉积为潮下高能环境，在水流作用下泥质物多被淘洗冲走，各类粒屑碳酸盐岩包括鲕粒、团粒、砂粒、生物碎屑等灰（云）岩比较发育，粒屑含量一般可达 50～70%，具有较好的分选性，同时泥质含量低，质纯。这些粒屑灰岩不仅在沉积期间以及成岩过程中可以形成多种孔隙，而且在后来的构造作用下能形成比较发育的裂缝，形成较好的储集条

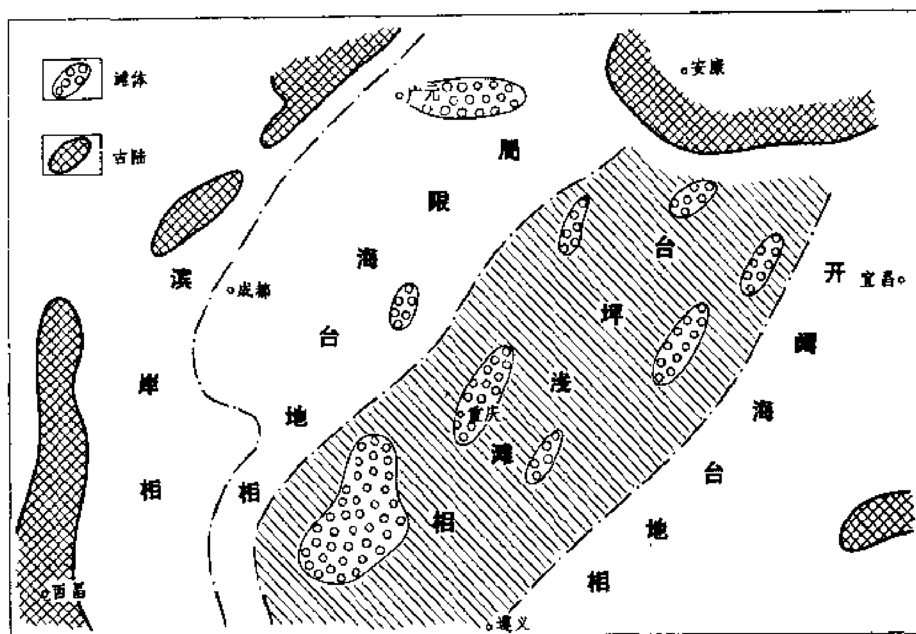



图9－8　四川盆地嘉陵江组嘉一段沉积相分布图

件。如泸州一带在嘉一段上部50米地层中，鲕状灰（云）岩、介屑灰（云）岩比较发育，并见有晶间孔、粒间孔和溶蚀孔等，平均孔隙率5～10%，它们和构造裂缝相互配合，共同构成嘉一气藏的储渗空间。

据目前资料认为，滩体的出现可能和沉积阶段伴生的同期断裂有一定联系。例如嘉陵江组滩相地层最发育的地区就多在华蓥山断裂带附近。由于受早期断裂抬升影响，水体较浅，水动力能量强，不仅有利于成滩而且还可能暴露出水面形成次生溶蚀孔隙。据成都地质学院对泸州古隆起嘉一成滩期的研究，滩的分布大都位于隆起顶部，并且随着海盆环境变浅，嘉一段上部C、E、G滩自下而上逐步扩大。从图9－9中可以看出，最早在嘉一$^{4}$G滩时只是雏形，但到E滩沉积时已初具规模，C滩时滩的分布不断扩大，沉积有较厚的砂屑、介屑及鲕粒灰（云）岩，可进一步划出局部的脊、堤、洲、坝等微地貌。一些局部的滩脊当其暴露和受天水溶蚀后即可形成粒内溶孔，为储集油气提供空间。

雷口坡组沉积时和嘉陵江组的物源方向相反，这时江南古陆抬升形成为一古剥蚀区，面西侧的龙门山岛链和康滇古陆却相对下沉，海盆基底变为东高西低，海侵主要来自西侧，故相变方向与嘉陵江期适得其反，自西而东环境变浅。在陆缘一侧的川东和鄂西地区一般以紫红色、灰绿色泥质岩为主，属近岸浅水台地相沉积。越过华蓥山到了川中和川西广大地区，随着海盆环境逐渐稳定形成了潟湖与浅海的交替沉积，由石灰岩、白云岩和石膏、岩盐间互组成。其中雷三段和雷五段（天井山灰岩）海侵规模最大，主要沉积的是石灰岩，雷一、雷二、雷四段以及雷三段中部处于海退阶段，主要为白云岩、石膏和泥质白云岩沉积。继续向西到川西北中坝一带主要为浅海相白云岩与石灰岩沉积，受天井山隆起带影响还有较发育

嘉一$^{4}$C滩

嘉一$^{4}$E滩

嘉一$^{4}$G滩

滩界线

古地质界线

脊堤洲坝界线

图 9-9　泸州地区嘉一段顶部生物滩分布图

的藻滩相出现。其中雷三段为台地边缘浅滩相，藻白云岩分布区可北到广元，南达绵竹，以绵竹到江油一带最发育，厚度可达26～90米（图9－10）。在藻滩相白云岩发育的层段，粒屑含量占50～80%，其中蓝绿藻达35%，顺层排列的窗格孔隙和经过地下水溶蚀而形成的粒间溶孔比较发育，是储集油气的良好空间，中坝气田的重要产层雷三气藏即属此类型。

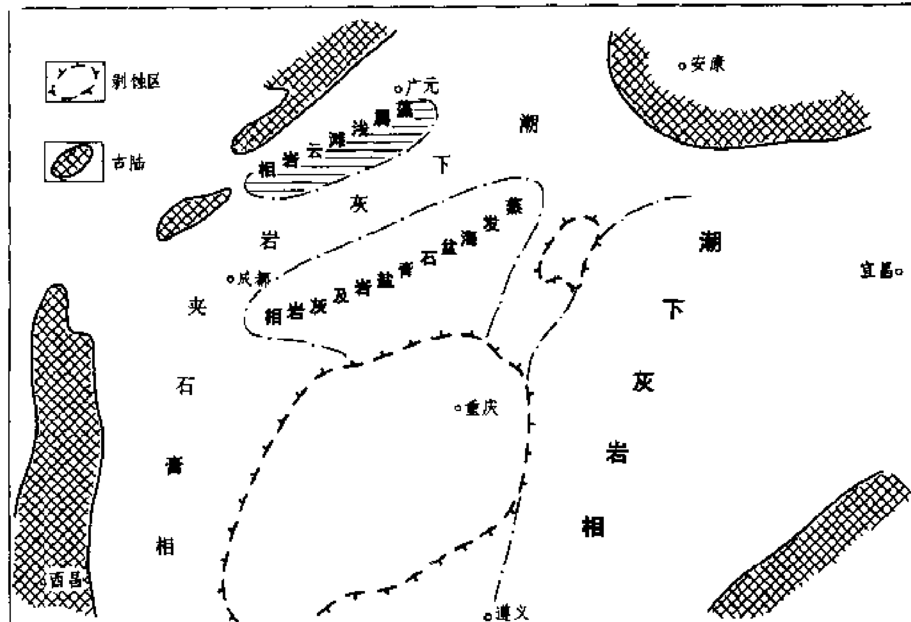



图9－10　四川盆地雷口坡组雷三段沉积相带分布图

### 三、长兴组生物礁

上二叠统长兴组在川东—鄂西地区近年陆续发现了一些生物礁点，有暴露在地表的，也有深埋在地下的，而且就现有资料来看，东自利川见天坝西到重庆老龙洞皆有出现，分布范围比较广阔。据区域沉积相研究，这些生物礁所处的古地理位置主要是在开阔海台地向广海陆棚过渡的台地内部和台地边缘，礁的类型有台缘堤礁，也有台内丘状礁和点礁，此外和礁同时存在的还有生物滩亮晶虫藻灰岩沉积（图9－11）。

礁相地层由浅灰色不显层理的海绵灰岩组成，其中造架生物以串管海绵、纤维海绵为主，次为水螅，附礁生物包括腕足类、腹足类、有孔虫、苔藓虫、棘皮动物等，粘结缠绕生物为管壳石、蓝藻，架间充填物主要为泥晶方解石。滩相地层粒屑含量常达60～70%，主要是藻和有孔虫，胶结物以亮晶为主，但有泥晶残留，表明长兴组滩相地层沉积时水流的能量较弱。

限于资料和认识程度，目前对生物礁和生物滩的具体分布规律尚不完全清楚，但从以下事例中可以认为生物礁是长兴组天然气富集的有利相带。

钻井资料证实，产气层段不是生物礁内的礁架灰岩，而是礁相地层中的次生白云岩，白

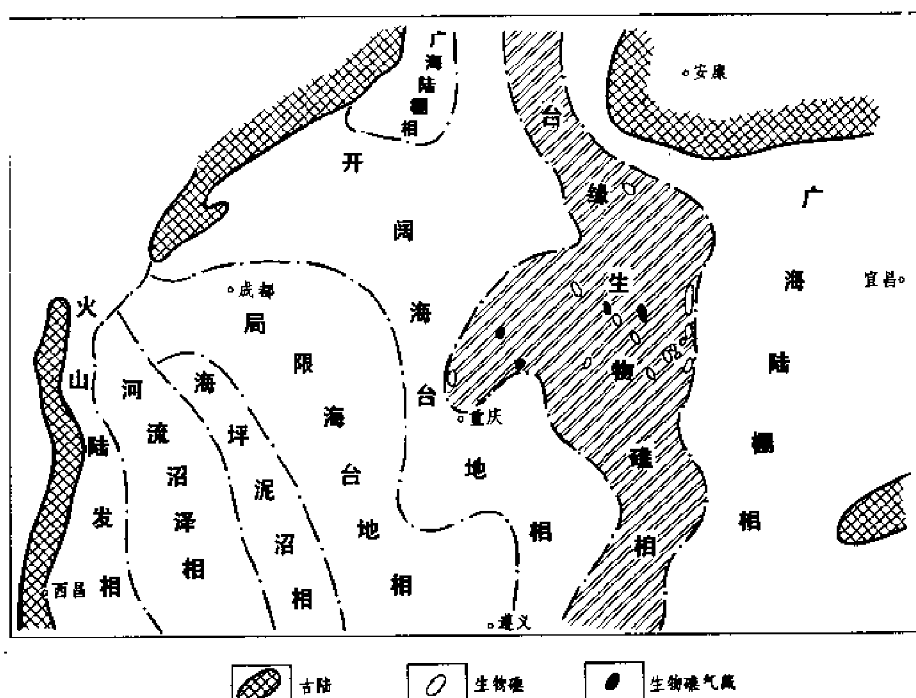



图 9－11　四川盆地上二叠统长兴组沉积相带及生物礁分布图

云岩化程度越高，储集条件越好。白云岩以细晶为主，少量为中晶及细晶，储集空间是白云石晶间孔和晶间溶孔，孔隙度平均 4 ～ 11%，最高的在板东 4 井、双 15 井可达 26.4%。白云岩一般位于礁的上部或呈夹层出现在礁相地层内部，有的见有生物残余结构，说明它是原有礁岩的组成部分，厚度变化由几米到几十米，如石宝 1 井在井深 3972 ～ 4058 米钻遇两层白云岩，累积厚达 54 米，最大单层厚度 43 米，建 7 井在井深 3410 ～ 3567 米钻遇七层白云岩，累积达 28 米，经测试它们都是具有工业产能的含气层。

无论是礁相或者是滩相地层在不同剖面中出现的部位变化都比较大，这是川东—鄂西地区长兴组生物礁分布的另一特点。如在东部（建 7 井、石宝 1 井）生物礁出现在中部及下部，而西部（板东 4 井、双 15 井）则出现在上部及顶部，它说明随着长兴期海侵幅度的变化，不同成礁（滩）期形成的礁（滩)岩在横向上将发生位移，深入研究它们的演变规律，对今后提高生物滩的勘探成效将是十分重要的。现有礁点的分布状况表明，生物礁相有一定的展布宽度，并且已经证实有生物礁型气藏存在，按照生物礁出现的古地理背景，不仅川东—鄂西地区是寻找礁型气藏的有利地区，在绵阳、达县一线往北也存在着从台地相向广海陆棚相的过渡条件，同样有发现潜伏生物礁的可能性。

**四、下二叠统暴露滩和白云岩化**

下二叠统的沉积环境和上二叠统、中下三叠统不同，主要为一浅海碳酸盐台地，海域广阔，除台地周边有少数陆地和岛屿露出水面以外，整个台地全为海水淹没，其北隔秦岭海槽与华北陆台相望，西侧越过康滇岛链和马尔康古陆进入三江滇西海槽，东南一侧逐渐过渡为

广海陆棚沉积，台地边缘在“雪峰岛群”附近，南侧与滇黔桂台地连成一体（图 9－12）。现今的四川盆地只是这个碳酸盐台地的一部分，岩性厚度十分稳定，除底部梁山组为风化壳上的大陆残积或沼泽相沉积以外，全为正常浅海碳酸盐岩。

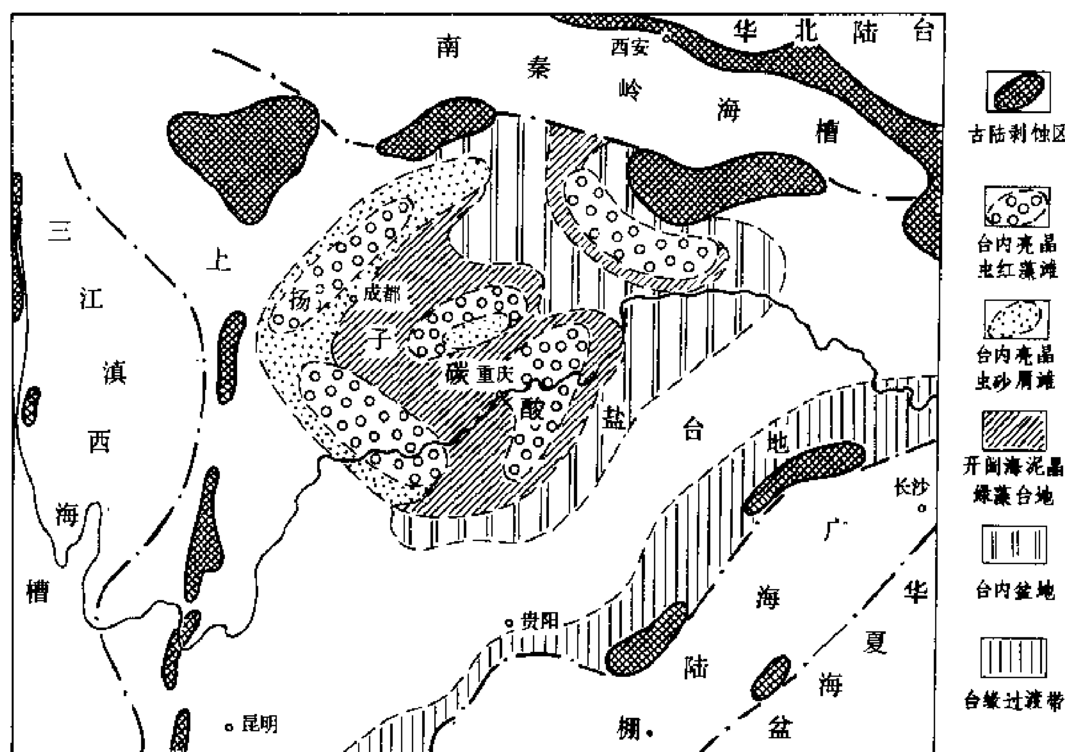



图 9－12　四川盆地及邻区早二叠世岩相古地理图

据近来研究，受海盆基底和古断裂活动等影响，台地内部的地形起伏和升降幅度是不均一的，在这个台地内部实际上还存在有一些变化，特别是靠茅口组上部，岩性岩相变化比较明显。图 9－13、图 9－14 是四川盆地茅口期阳三$^2$A 时的沉积相分区图和阳三$^3$段岩性岩相横剖面图，它反映了不同相区在横向上由浅到深的演变规律以及彼此间的相互关系。在沉降的凹陷地区海水较深，属广海陆棚（台内盆地）相沉积，盆底处于浪基面以下，水体安静，以水平层理发育的暗色泥灰岩、页岩和硅质岩沉积为主，含有钙球、骨针等生物化石，为良好的生油相带。在相对的隆起地区为台地内部地貌突起的部位，属台内浅滩相，水流簸选作用较强，岩石中泥质含量低，而粒屑含量常高达 60 ～ 70%。当低潮时，部分浅滩露出水面，接受大气淡水淋滤，形成厚层至块状的亮晶虫藻灰岩、亮晶虫藻砂屑灰岩以及次生的白云岩，具有较好的储集条件。介于上述两区之间的是正常的台地相沉积，主要为深灰和灰色中至厚层状的泥晶虫藻灰岩、泥晶簸灰岩以及黑灰色中层状泥质介屑灰岩与含泥质的绿藻屑灰岩，这些沉积无论从生油或储油的角度分析都具有一定条件。

下二叠统厚层至块状生屑灰岩与前述嘉陵江组、雷口坡组的储集层特点不同，虽然浅滩相地层也很发育，但经过后期的成岩后生作用，原有的孔隙空间大都已被充填，被保留下来

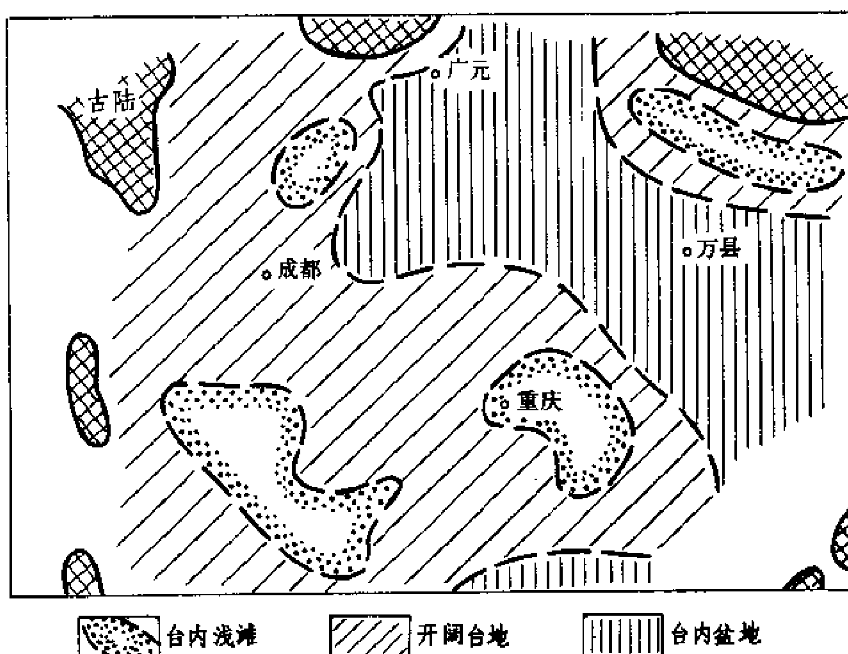



图9－13　四川盆地茅口组阳三$^{2}$A段沉积时相分区图

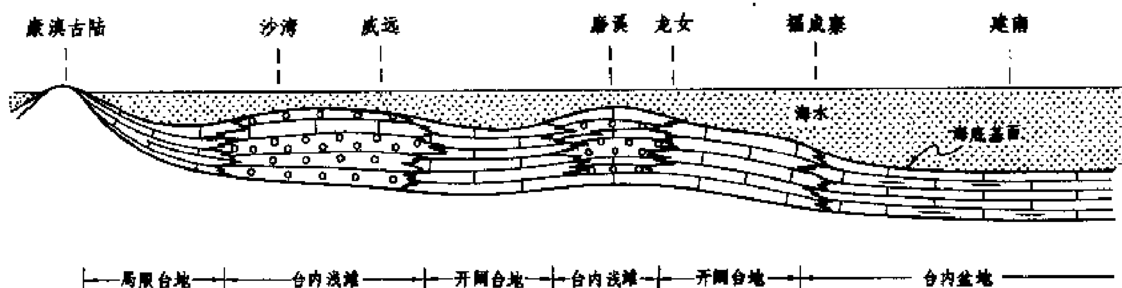



图9－14　四川盆地茅口组阳三$^{3}$层岩性岩相横剖面

的很少，其中常见到的主要是暴露滩和次生白云岩化作用形成的孔洞。前者在乐山、泸州一带阳三$^{2}$A、阳三$^{3}$层亮晶虫、红藻灰岩中常有出现，如宋家场气田2号井阳三$^{3}$产层段中有14米厚的亮晶红藻灰岩，粒内溶孔发育，平均孔隙度4%，最高可达9%。在厚层石灰岩中的次生白云岩也具有较好的孔洞空间，产状多呈不规则分布或豹斑状，白云岩晶粒比较粗大、洁净，自形晶程度高，有较好的晶间孔，比较有代表性的是川中地区女基井阳二$^{2}$气藏，中一细晶白云岩中晶间孔发育。勘探实践说明，凡有上述这些孔洞层段出现的构造，勘探效果就要好一些。但应承认，在下二叠统石灰岩储集层内部受区域岩性岩相控制的好孔隙层段是不多见的。目前认为下二叠统主要的储渗空间是由褶皱期形成的构造裂缝和沿构造缝分布的溶蚀孔洞组成，所以在盆地内不论是处于什么岩相带上，只要有发育的构造裂

缝和适宜的圈闭就可以富集形成气藏。客观实际也反映了这样一个事实，即在盆地的不同地域都发现了二叠系气藏，在区域分布上不受岩性岩相带控制。因此，在勘探工作中应当把寻找下二叠统生物滩溶蚀孔洞带和次生白云岩变化带的工作，与查明褶皱期裂缝发育带相互结合起来，这将使勘探效果有可能得到进一步提高。

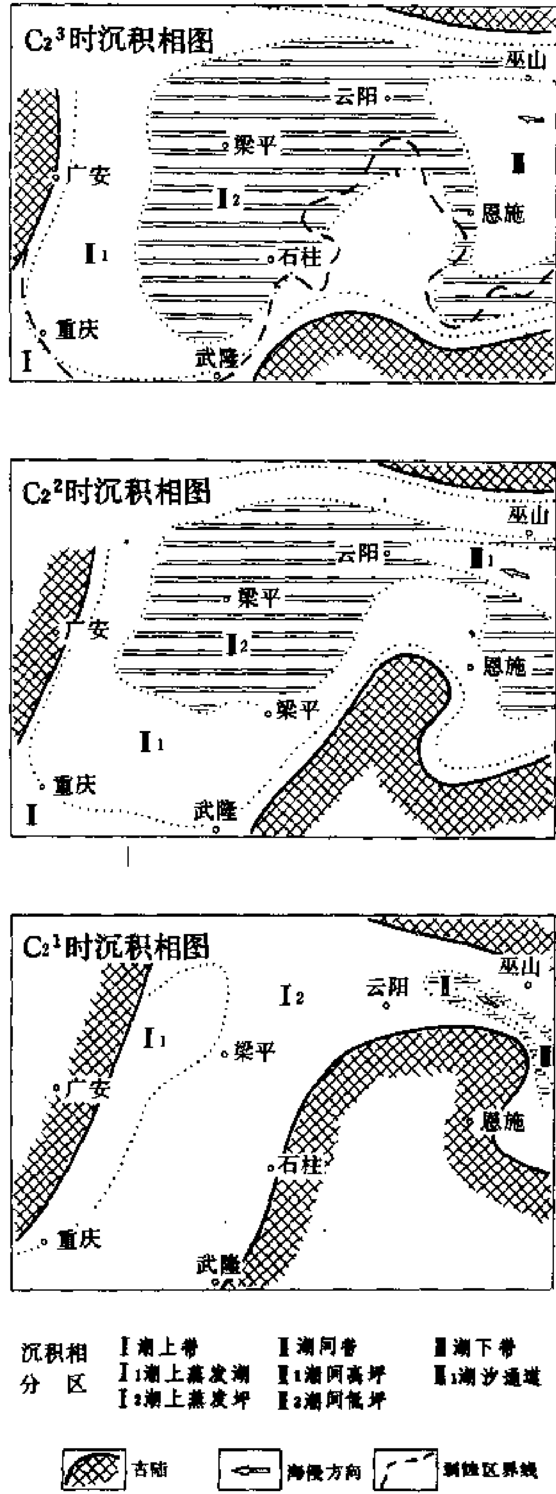



图9－15　川东及邻区中石炭世沉积相分区图

### 五、中石炭统潮坪

主要是指川东地区中石炭统黄龙组。黄龙组沉积时沿早石炭世海侵故道由鄂西向川东扩展，最西可越过华蓥山，止于乐山一龙女寺古陆东缘，南北则受限于黔中古陆和大巴山古陆，故中石炭统是在一个三面环陆的海湾环境下沉积的。它超覆于志留系、泥盆系之上，沉积以后又暴露地表，致使顶部地层被剥蚀，横向上变化较大，保留的最大厚度只有几十米。

纵向上一般可三分。直接沉积在志留系或泥盆系侵蚀面之上的$C_2^1$层为深灰色去白云岩化灰岩，局部夹硬石膏层，当时处于海侵初期，盆底地形凹凸不平，局部有缺失现象。中部$C_2^2$层为褐灰色粒屑云岩和粉晶云岩，这时海侵范围不断扩大，藻类繁盛，由于沉积环境浅，藻坪不时露出水面，形成比较发育的干裂角砾。上部$C_2^3$层为亮晶生屑灰岩与粉晶或砂屑粉晶白云岩互层，靠下部者以石灰岩为主，向上为白云岩，说明进入$C_2^3$层沉积以后海侵达到了高潮，沉积有红藻、珊瑚、腕足、苔藓、有孔虫等为主组成的生屑灰岩，后来海水又复收缩，出现以白云岩沉积为主的海退序列，直到最后地壳上升，露出地表遭受剥蚀，成为今日中石炭统的残留面貌，显示出一个从海进到海退的旋回组合。其中孔隙层段主要发育在海进序列中部的$C_2^2$层，即一般所称的“下孔段”，在海退序列的$C_2^3$白云岩中也见有孔隙层段出现，即“上孔段”，但发育程度远不如“下孔段”。

横向上随着海侵自东向西推进，不同阶段($C_2^1$—$C_2^3$)的海侵范围虽然也在不断扩大，但总的来讲属潮坪沉积(图9－15)。

$C_2^1$时海湾范围相对较小，西侧约止于华蓥山以东邻水—大竹一线，主要为潮上带沉积，自东向西去白云岩化灰岩发育，白云岩相对减少，并见有层状的石膏。$C_2^2$时海侵增大，西侧沉积边界已越过华蓥山，外缘为潮上带，因受后期剥蚀已保留不全，在川东地区主要为潮间带沉积。这时与鄂西地区相连的通道虽较前一段有所扩大，但仍属闭塞环境，一般以准同生期泥粉晶白云岩为主，夹较多的粒屑白云岩，干化角砾比较常见，并有砾中砾现象，无论是粒屑白云岩或角砾白云岩横向上侧变都较快，但常有比较发育的粒间孔、粒内孔和白云石晶间孔。$C_2^3$时海侵继续向西扩大，达到了高潮，其中石灰岩分布较普遍是一个重要标志。各个相带与$C_2^2$相比相应地向西偏移，但在川东地区仍然是以潮坪相沉积为主，一般在靠西侧白云岩夹层较多，角砾结构也较明显，向东白云岩和角砾结构渐少。受后期剥蚀影响，$C_2^3$层在建南、华蓥山等外围地区以及川东腹地梁1井等处已被剥蚀掉，故总的来看各地残存不全，厚度变化较大。

川东地区中石炭统潮坪相沉积之所以能具有较好的储集条件，是与该相带具有准同生白云岩化形成的白云石晶间孔，以及生屑白云岩和砂屑白云岩中粒（砾）间孔、粒（砾）内孔比较发育有关。另外在靠近西侧边缘还有比较发育的窗格孔和膏模孔。它们不仅在纵向上有一定的层位性，而且经过后期的地下水淋滤，进一步溶蚀扩大具有较好的孔隙性，一般孔隙度为4～8%，在区域上成为层位比较稳定和有一定分布面积的孔隙层段，为中石炭统在川东地区形成区域性产层奠定了基础。

## 第三节 区域性隆起带的双重作用

四川盆地在地史上曾出现过多次地壳升降运动，这些发生在不同地质年代的升降运动，尽管延续的时间长短不一，规模不等，但是由于它们的存在，在地层沉积剖面中出现了间断面，对生油层和储油层的区域分布、生储盖层的组合条件、储集层中次生空间的形成和改造都具有重要影响。特别是志留纪末的加里东运动和中三叠世末的早印支运动，规模巨大，活动显著，在盆地内分别形成了加里东期乐山—龙女寺隆起带和印支期华蓥山隆起带。这是两个巨型的区域性隆起带，在沉积过程中即有所显示，但是他们主要的形成时期是在沉积以后，在后期正向抬升的剥蚀阶段。

如加里东期乐山—龙女寺隆起带，据女基井等几口深探井资料，隆起核部与拗陷带间的下古生界残留厚度相差可达1760～2035米（表9－1），位于隆起核部的大深1井（大兴潜伏构造）、油1井（龙泉山背斜）保留的最高层位为下寒武统，女基井（龙女寺背斜）为下奥陶统，而位于其南侧与之对应的拗陷带中的窝深1井（大窝顶背斜）、自深1井（自流井背斜）、阳深1井（阳高寺背斜）下古生界残留最高层位则为下志留统，各井志留系残留厚

表9－1 加里东期剥蚀情况对比表

| 隆起区 | | | 拗陷区 | | | 幅度差(m) |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 井号 | 侵蚀面井深(m) | 残留最新层位 | 井号 | 侵蚀面井深(m) | 残留最新层位 | |
| 大深1井 | 5702 | $\epsilon_1^1$ | 窝深1井 | 2716 | S(残留 30m) | 1760 |
| 油1井 | 5007 | $\epsilon_1^1$ | 自深1井 | 2770 | S(残留 806m) | 2035 |
| 女基井 | 4518 | $O_1^1$ | 阳深1井 | 2300 | S(残留 1086m) | 1765 |

度依次为 30 米、806 米和 1086 米。若以寒武系顶面圈闭范围计，闭合面积 1.3 万平方公里，东南翼油 1 井至威 15 井间厚度梯度 3.7 米／公里；以奥陶系顶面计，闭合面积 5.5 万平方公里，油 1 井至威 15 井间厚度梯度 6.8 米／公里。

印支期华蓥山隆起带的后期剥蚀作用同样明显，侵蚀面附近的中下三叠统的残留厚度幅度差为 415 ～ 1060 米（表 9－2）。位于隆起核部的阳高寺、九奎山等背斜构造，经钻探证实中下三叠统只保留了嘉陵江组嘉三段以下地层，以上的层段全部被剥蚀掉。隆起带北端开江附近被保留的地层较多，据地表露头判断最新层位为雷口坡组雷一段，位于隆起带两侧的凹陷带中保留地层更新，主要为雷四段。

**表 9－2　早印支期剥蚀情况对比表**

| 隆起区 | | | 拗陷区 | | | 幅度差(m) |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 井号 | 侵蚀面井深(m) | 残留最新层位 | 井号 | 侵蚀面井深(m) | 残留最新层位 | |
| 阳 1 井 | 764 | $Tc^3$ | 大参井 | 3638 | $Tr^4$(残留 485m) | 1060 |
| 雷 1 井 | 830 | $Tr^1$ | 关基井 | 4855 | $Tr^4$(残留 448m) | 415 |
| 邓家 1 井 | 518 | $Tr^1$ | 建 7 井 | 1397 | $Tr^3$(残留 168m) | 600 |

在北东向延伸的华蓥山隆起带南北两端存在有两个闭合的古隆起，南端的泸州古隆起以嘉陵江组顶面圈闭范围计，闭合面积 2.2 万平方公里，侧翼厚度梯度西侧为 4 米／公里，东侧为 5.4 米／公里。以雷口坡组雷三段顶面计，闭合面积 6.1 万平方公里，侧翼厚度梯度西侧为 4.8 米／公里，东侧为 3.8 米／公里；北端的开江古隆起幅度相对较弱，以雷二段顶面计，闭合面积 0.26 万平方公里。

上述规模如此强烈的区域性隆起带，对油气的聚集和分布所起的作用经分析认为主要表现在以下几个方面。

## 一、影响生储层区域分布和生储盖层组合搭配

区域隆起带对生储层分布的影响主要体现在地层的剥蚀幅度上，以及最终导致生油气层、储油气层在区域上是否存在或被全部剥掉缺失，这是由于盆地内的区域性隆起多以后期剥蚀为主这一特性所决定的。

沉积间断对生油岩的影响主要包括两个方面，一个是因间断剥蚀和古风化壳的地形起伏在区域上引起生油岩残留厚度的变化；另一个是间断的存在是否将改变生油岩本身的生油气条件。对于后者来说目前尚缺少资料说明，但只要生油气层尚未达到成熟阶段，并且继续保存有大量有机物质，那么其生油气条件就不应受到影响，而且在以后深埋过程中同样能转化生成油气。

在区域隆起带附近的地层剥蚀幅度一般较大，常常造成生油气层段缺失，故影响生油岩评价的主要矛盾表现在剥蚀幅度上。加里东期侵蚀面附近志留系生油层的分布状况是说明这一问题的一个很好例子，下志留统龙马溪组被普遍认为是一个比较好的生油层，特别是靠下部的“黑色页岩段”条件尤为优越，在拗陷区一般厚 200 ～ 300 米，保存完整，上有小河坝组呈连续沉积。但向隆起区随着剥蚀幅度加剧，不仅造成其上地层全部缺失，而且连最底部的黑色页岩段也全部剥蚀掉。从图 9－16 中可以看出，围绕着加里东期乐山 — 龙女

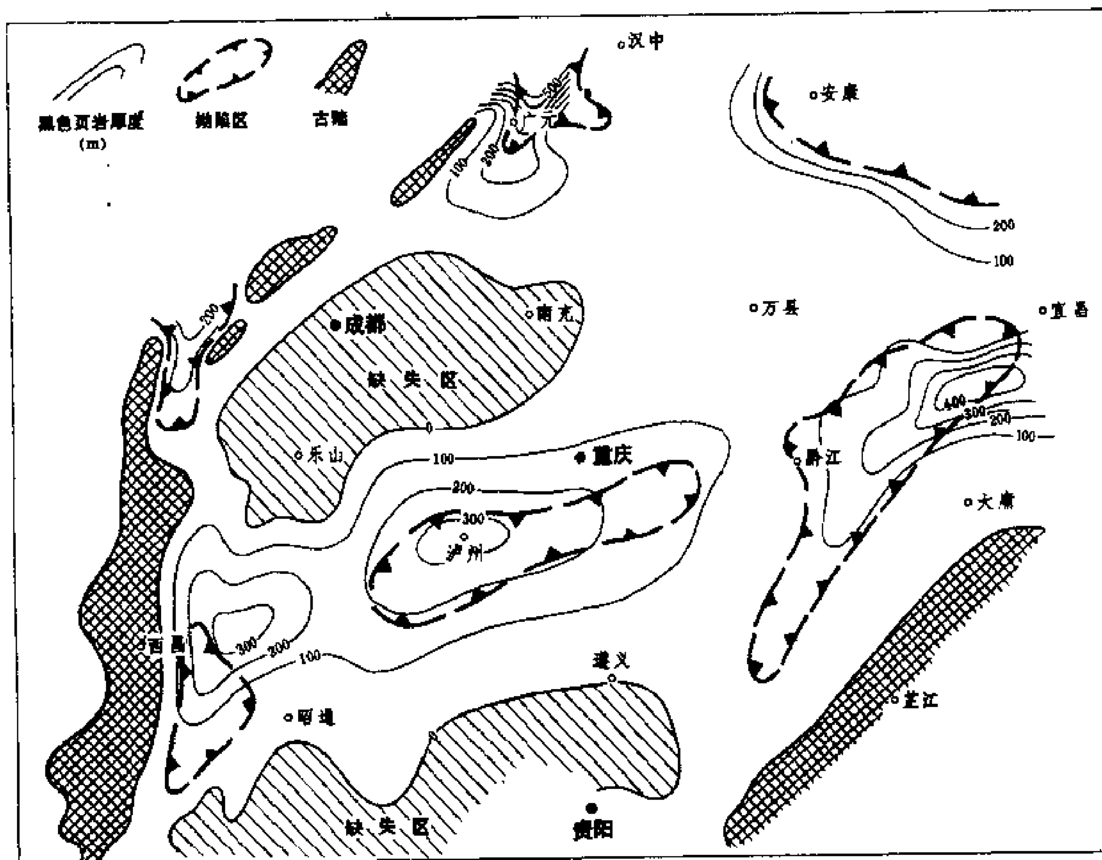



图 9－16　四川盆地早志留世沉积坳陷与黑色页岩厚度关系图

寺隆起带黑色页岩厚度逐渐减薄。如在阳高寺背斜的阳深 1 井厚约 310 米，到威远背斜的威基井厚度仅 50 米，至隆起核部则全部缺失，形成了一个范围很广的缺失区，生油层全被破坏。

在印支期华蓥山隆起带，中三叠统雷口坡组和下三叠统嘉陵江组广遭剥蚀，导致生储盖层缺失的现象也很明显。隆起带南端的泸州古隆起被剥蚀掉的地层最大厚度可达千米以上，在近 2.2 万平方公里范围内雷口坡组全部缺失，而且被剥掉的地层已涉及嘉陵江组。在九奎山背斜、得胜场向斜附近已剥蚀到嘉三段，这一带嘉三段残存的厚度一般只有 65 ～ 80 米，最少的残留厚度（胜 9 井）只有 55 米。雷口坡组和部分嘉陵江组的缺失不仅使区内少了一套有一定生储油条件的含油气地层，而且还破坏了纵向上良好的储盖层组合条件，在古隆起核部除最下部的嘉一气藏和嘉二$^2$气藏得以富集保存下来以外，其它气藏皆遭散失。

例如阳高寺气田，位于泸州古隆起核部，印支期地壳活动回返时被剥蚀掉的地层已及嘉三段上部。受其影响不仅嘉三气藏因缺乏其上的直接盖层而未能富集起来，而且嘉二段的石膏层亦因古风化壳的地下水淋滤而遭到破坏，经测试证实嘉二段只有少量油气显示，主要产水，只有最下部的嘉一段距侵蚀面以下深度约 160 ～ 230 米，富集保存条件良好而形成气藏。与上述阳高寺气田情况相类似的还有黄瓜山、坛子坝、九奎山、纳溪、荔枝滩、南井、

广福坪、桐梓园等气田。它们皆因嘉三段以上地层大都被剥蚀掉，缺乏好的盖层条件而使嘉三、嘉二气藏未能富集起来，只有嘉一段形成为气藏（图 9－17）。唯一例外的是龙洞坪气田，洞 1 井在嘉二$^{2}$层于井深 812.5～817 米发生井喷，喷高约 20 米，经与嘉一气藏合试，初期日产气 15 万立方米、日产油 161 公斤、日产水 407 升，成为在古隆起核部嘉三段广遭剥蚀条件下距侵蚀面以下最浅的一个气藏。这可能与嘉二$^{2}$气藏在局部地区盖层条件较好有关，注意研究这一变化也许能帮助我们在该区发现一些嘉二$^{2}$层的小气藏。

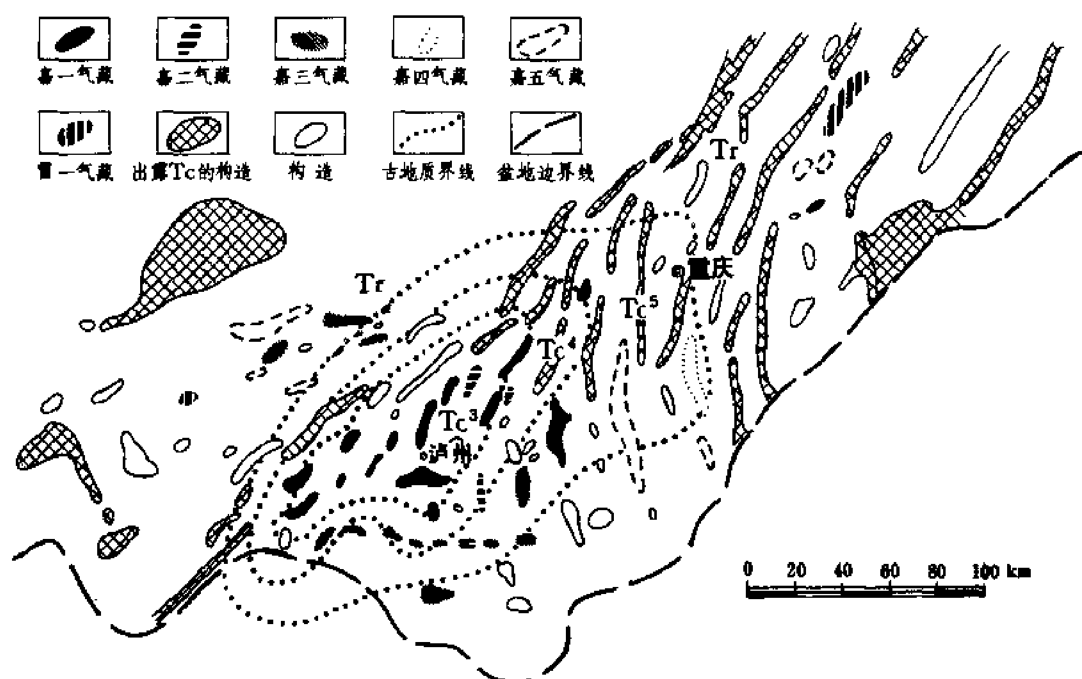



图 9－17　印支期泸州古隆起嘉陵江组气藏最高产层分布图

从古隆起核部向外围方向发展情况则不同。随着剥蚀幅度减弱，保留的地层增多，有利于嘉陵江组气藏富集的储盖层段也逐渐增多，依次出现了嘉二至嘉五等气藏，纵向上形成多产层。例如庙高寺气田，地处印支期泸州古隆起东侧，侵蚀面附近保留地层渐新，嘉四$^{4}$层已普遍可见，在该气田嘉陵江组的主产层虽仍是嘉一气藏，但其上的嘉二$^{2}$层也产有工业气流，成为距侵蚀面最近的一个气藏。邻近古隆起核部在纵向上首次出现嘉二$^{2}$气藏的还有老翁场气田，它位于泸州古隆起的西南端，有和庙高寺气田相近的产层分布特点，组成印支期侵蚀面的最新层位亦为嘉四$^{4}$层，钻探结果证实嘉三气藏主要产水，仅在高点附近的老 2 井有一个很小的气顶，嘉陵江组的主产层是嘉二$^{2}$气藏。

嘉三气藏主要分布在泸州古隆起的北西翼和南东翼两侧，因为形成嘉三气藏的一个重要条件必须是嘉四段石膏盖层不能遭受破坏，所以一般要在保留有嘉五段以上的地区才能出现。否则，就象古隆起顶部那样，虽然也有油气显示，但测试结果多产水，很难获得工业性气流。邻近古隆起内侧最早见到嘉三气藏的有西侧圣灯山、杨家山、邓井关一排构造，南侧

长垣坝等一排构造，以及东侧合江、塘河等构造，它们在侵蚀面附近一般保留了嘉四[4]—嘉五段。继续向外侧如自流井、孔滩、石龙峡、石油沟等气田，随着上覆保留的地层增多，嘉三气藏的区域性盖层条件变好，它已成为这些气田上的主力产层。

嘉五段以上的气藏亦分布在古隆起外围，邓井关、孔滩、自流井及石龙峡等气田都有嘉五段的气井出现，但规模较大的嘉五气藏在卧龙河和东溪气田。

上述事实说明，受古隆起后期剥蚀影响，被保留地层的多寡对气藏的储盖层条件和产层的纵向分布有十分明显的控制作用，被剥蚀掉的地层越多，保留下来的产层就越少。反之，则可以在纵向上形成多产层，这从隆起核部和外围地区的对比中看得十分清楚。至于对一个具体的气藏来讲，能否形成气藏尚需看它的储盖层组合条件，特别是其中的盖层条件，例如象嘉陵江组这类气藏之所以存在，关键是紧邻储集层之上的石膏盖层是否被破坏了。它又有两种情况：一是被剥蚀掉了，根本就缺少盖层条件，泸州古隆起核部嘉三段没能形成气藏的一个重要原因就是因为缺少直接盖层。另一是石膏层虽然存在，但上覆地层保留较少，原风化壳淋滤带破坏了石膏的盖层条件，也将导致气藏散失。就现有资料分析，一般距风化壳顶面以下 160 ~ 250 米左右（表 9－3），才能使气藏免遭破坏，钻获工业气流。

**表 9－3　侵蚀面与气藏间距对比表**

| 气田名称 | 阳高寺 | 黄瓜山 | 桐梓园 | 永安场 | 庙高寺 | 圣灯山 | 长垣坝 | 合江 | 东溪 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 距侵蚀面最近的气藏名称 | 嘉一 | 嘉一 | 嘉一 | 嘉二[2] | 嘉二[2] | 嘉三 | 嘉三 | 嘉三 | 嘉五 |
| 侵蚀面与气藏间距（m） | 160~230 | 210~260 | 190~230 | 200~250 | 200~250 | 125~200 | 90~110 | 120~160 | 200~260 |

**二、对早期油气聚集有利**

对已知的区域性隆起带目前钻井较多的是印支期华蓥山隆起带，特别是泸州古隆起地处二、三叠系气藏聚集区，不仅对众多的背斜构造了解认识比较全面，而且在一些向斜或鞍部等部位也曾进行过甩开井钻探，这对从区域上认识古隆起对油气聚集的作用是有帮助的。泸州古隆起因后期剥蚀影响，对二叠系嘉陵江组产气层的分布和控制已如前述，其作用是很明显的。至于对油气聚集有没有作用，尤其是象四川盆地这种低孔隙、低渗透性的储集层是否具备区域性油气聚集条件，历来在认识上就有不同看法，下面结合川南和川西南二、三叠系气藏的分布状况对此问题作一讨论。

泸州古隆起核部具有断隆的特点。根据对泸州古隆起中下三叠统残余地层分布和厚度资料分析（图 9－18），在隆起核部不仅隆起高，而且恰似一个开阔的平台，厚度梯度仅 0.3 米／公里，而靠平台的边缘及其外围地区为斜坡带，厚度梯度 5 ~ 6.5 米／公里。平台的东、南、西边界与坛西、长垣坝和青山岭断裂带相吻合。这些断裂带可能在三叠系沉积时就已有活动，雷口坡组沉积后，印支运动促使其活动加强，致使在泸州一带呈地垒式迅速抬升，形成一个以后期剥蚀为主的古隆起。此时，泸州古隆起虽具有一定幅度的闭合度（>200 米），但由于二、三叠系埋藏较小，如中下三叠统的埋藏深度仅有 500 ~ 1500 米，有机质尚不能达到大规模成油成气阶段，当然也就谈不上什么油气早期富集的问题。

其后，随着整个盆地再度下沉，泸州一带至少又沉积了 3000 ~ 4000 米的地层。到白

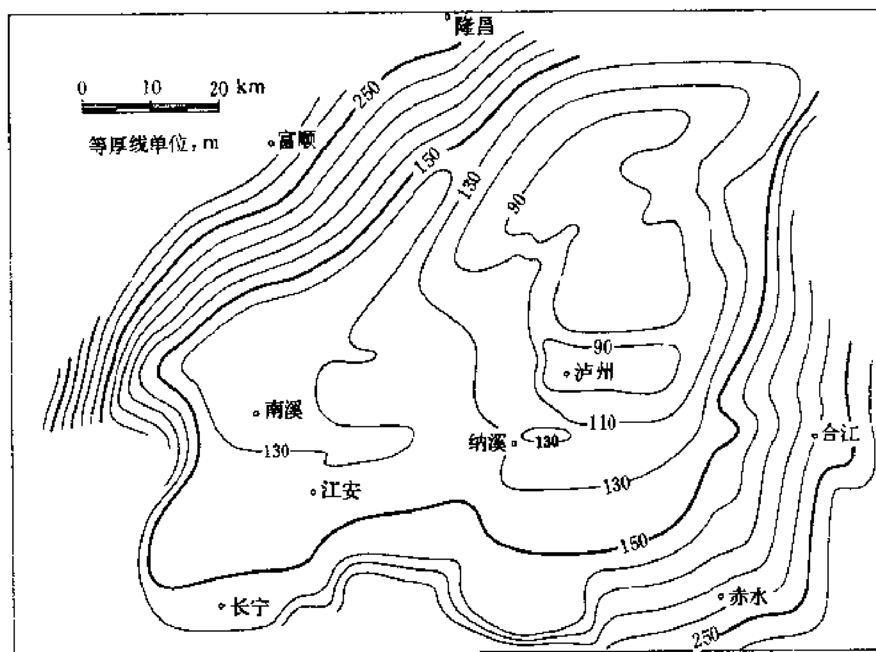



图 9－18　泸州古隆起嘉三至印支（早）期剥蚀残余厚度图

垩系沉积前，泸州、自贡一带中下三叠统的上覆岩层厚约2000～2200米，而两侧的凹陷区下沉幅度更大，东侧綦江凹陷厚约3500～3700米，西侧川西凹陷厚约4300米，从隆起区到凹陷区厚度梯度变化平均每公里下降7.4～10.6米，坡度约为20′～35′。在整个下沉过程中，大约经历了以下几个不同阶段(图9－19)：

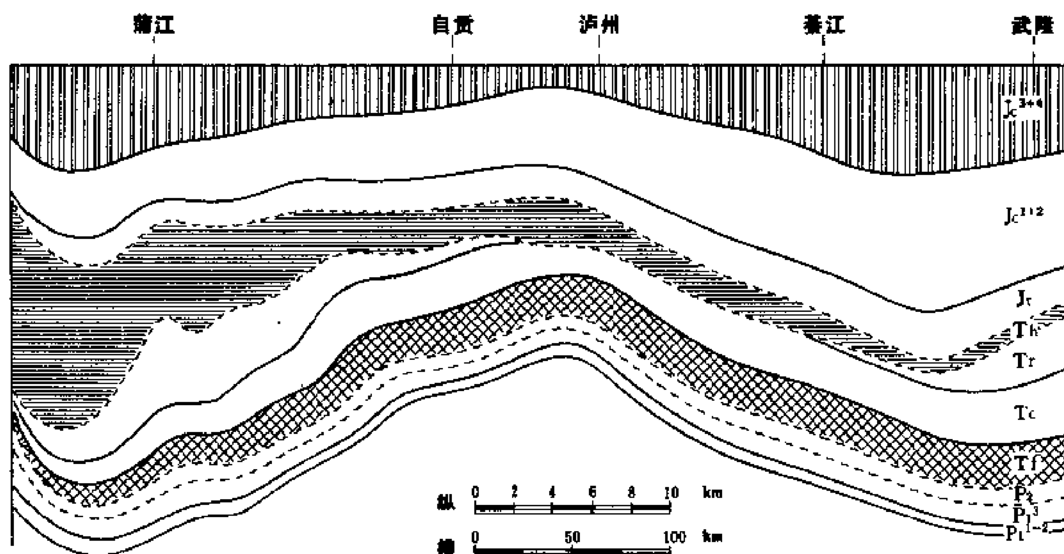



图 9－19　白垩纪前古构造横剖面

上三叠统香溪群（Th）沉积阶段：区域上呈一向东上倾斜坡，上三叠统自西而东逐渐超覆，泸州古隆起在原有基础上继续存在（图9－20）。

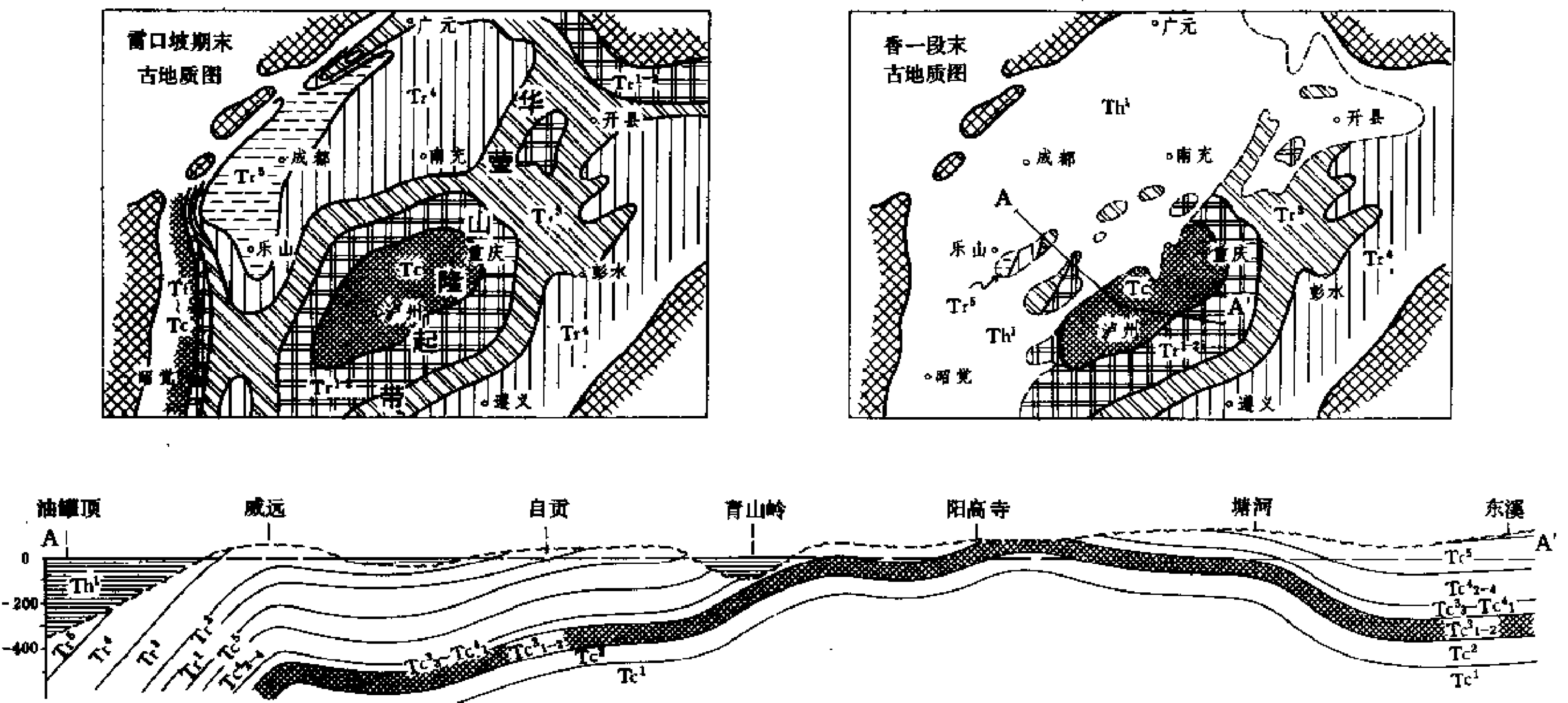



图9-20　香一段沉积时华蓥山隆起带（印支期）变迁图

侏罗系自流井群、重庆群（Jt — Jc）沉积阶段：盆地东南一侧下降幅度增大，出现了綦江凹陷，区域上的倾斜面发生了根本的改变，在川南及川东附近从原来的向西倾斜变为向东倾斜，这时泸州、自贡一带处于"翘翘板"的枢纽部位，仍然保持着区域倾斜面上的高部位。

白垩系沉积前剥蚀阶段：白垩系沉积前地壳回返，重庆群暴露地表遭受剥蚀，当时上升活动最强烈的地方是青山岭附近，其次是沿北西方向的乐山至宜宾一线，这时在川南隆起最高的部位已向西偏移到广福坪至自贡一带。

白垩系沉积以后：因后期剥蚀地层已残缺不全，只能从现有保留的地层加以判断，总的趋势是从盆地边部向内侧抬升。

从上述沉积和构造发展演变历程可以看出，泸州地区自印支期形成古隆起以来，尽管在不同时期曾经发生了一些变化，但长期以来始终处于区域隆起的较高部位。这一地质背景为油气的早期富集创造了有利条件，理由是：①随着时间的推移和上覆沉积层的不断叠加，地腹的生油岩逐渐进入成油成气阶段，有充分的油气资源做物质基础。②坳陷区与隆起区相比，下沉幅度大，地层保留新，仅据岩层埋藏深度计算的静水柱压差即可达 150 ～ 200 大气压，如果考虑到压源是来自上覆层的地静压力，则压差还要大得多，油气具有从势能高的坳陷区向势能低的隆起区进行运移聚集的地质背景。③据川南气区已知气藏比较，位于区域隆起上高部位者，一般都具有含气范围大、充满程度高的特点，说明古隆起较之外围地区的含气条件是优越的。

下面将从一些钻探实例来说明，在区域隆起的高部位含气条件好的现象是客观存在的。

例如，嘉一气藏是川南气区的一个区域性气藏，其中在泸州古隆起核部地区约 3000 平方公里范围内，除在背斜构造获得工业气藏以外，在两个背斜连接的鞍部以及向斜中也普遍有油有气，很少见到水或没有水。目前在古隆起顶部嘉一气藏见油气海拔最低的井是云安场向斜的云 1 井（嘉一顶部海拔为 －1898 米），若与阳高寺气田高点的阳 1 井（嘉一顶部海拔为 －642 米）对比，则含气高度可达 1250 米。但是到了古隆起的外围地区，特别是向东南一侧气藏中产水的现象则较普遍，说明在区域构造发展过程中油气水的早期分异作用是存在的。

从表 9－4 的对比中可以看出，靠隆起较高部位的阳高寺、付家庙、庙高寺等气田气藏高度一般都在 100 米以上，充满程度 70 ～ 100%，甚至超过局部构造圈闭的控制，和相邻构造之间连成一片。如阳高寺气田的嘉一气藏油气界面海拔 －1100 米，基本与构造闭合圈一致，－1100 米以上产气，以下产油。相反，处于古隆起外围地区的气田，如南侧的高木顶、旺隆场气田，东倾的合江、塘河气田以及官渡塘构造，含水就十分明显，气藏高度一般

**表 9－4　泸州古隆起核部与外围地区嘉一气藏含气情况对比**

| 气田名称 | 阳高寺 | 付家庙 | 庙高寺 | 高木顶 | 官渡塘 | 合江(南高点) | 塘河 | 石龙峡 | 东溪 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 构造闭合度(m) | 440 | 320 | 145 | 440 | / | 260 | 1100 | 1450 | 700 |
| 气水界面海拔(m) | －1100 | －1100 | 未见水 | －55 | 水藏 | －1850 | －900 | / | －830 |
| 气藏高度（m） | 460 | 220 | ＞145 | 50 | 0 | 100 | 75 | 200± | 60 |
| 气藏充满程度(%) | 100 | 70 | 100 | 11 | 0 | 38 | 7 | 14 | 8 |

在100米以下，充满度小于40%，显然不如隆起顶部的气藏富集程度高。

又如，根据对嘉陵江组气藏所处不同古构造部位局部构造钻探结果统计（表9－5），在古隆起和上斜坡区的局部构造含气条件好，钻探成功率较高，而处于下斜坡和凹陷区的局部构造的钻探成功率一般很低。

表9－5　不同古构造部位上的背斜构造钻探成功率对比

| 古构造位置 | 埋藏深度（m） | 已钻构造数（个） | 获气田与含气构造数（个） | 成功率（%） |
|---|---|---|---|---|
| 隆起 | <4000 | 34 | 25 | 74 |
| 上斜坡 | 4000～5000 | 32 | 23 | 72 |
| 下斜坡 | 5000～6000 | 15 | 5 | 33 |
| 凹陷 | >6000 | 7 | 1 | 14 |

二叠系阳三气藏在古隆起顶部不象嘉一气藏那样存在着大面积的含油气区，就是在隆起高部位上的构造圈闭内也普遍含水，很显然，含气好坏受现今局部构造条件的控制比较明显。不过以下现象仍值得注意，一是在古隆起顶部不少阳三气藏的含气高度要比隆起外围的大，可达300～400米，充满程度在70%以上，如阳高寺、老翁场、桐梓园等气田，而外围地区的气藏多为水占据，高度小，充满程度也低（表9－6）。二是凡已证实有阳二气藏（栖霞组）存在的气田，一般也都位于区域隆起的高部位上。目前在川南及川西南气区发现阳二气藏的计有付家庙、桐梓园、牟家坪、纳溪、九奎山、永安场、自流井、黄家场、孔滩、龙市镇、隆昌等气田，其中有的阳二气藏与阳三气藏在采气过程中明显连通成为一体（自流井、黄家场、付家庙气田），也有虽未经证实彼此连通，但就出水井段海拔高度对比，两者亦应为一连通的整体（九奎山、宋家场气田）。阳二气藏的出现不仅使区内多了一个含气层，而且从另一个侧面反映出在区域隆起的高部位对气藏的富集是有利的。只是到了喜山期，受现今构造控制气水重新调整，才成为今日的分布面貌。

表9－6　泸州古隆起核部与外围地区阳三气藏含气情况对比

| 气田名称（皆指阳三气藏） | 老翁场 | 付家庙 | 宋家场 | 桐梓园 | 阳高寺 | 合江（北） | 塘河 | 石龙峡 | 东溪 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 气田闭合度（m） | 225 | 275 | 500 | 460 | 430 | 150± | 1070 | 1250 | 600 |
| 气水界面海拔高度（m） | －2100 | －2100 | －2600 | －2330 | －2060以下 | －2660以上 | 水 | 水 | －1650 |
| 气藏高度（m） | 400 | 360 | 465 | 320 | >470 | <70 | 0 | 0 | <20 |
| 气藏充满程度（%） | 100 | 100 | 93 | 70 | 100 | <44 | 0 | 0 | 3 |

## 第四节　褶皱适中的背斜构造

目前四川盆地已发现的气藏绝大多数都是受现今构造圈闭所控制的。它说明促使四川盆地沉积盖层发生褶皱回返的喜山运动，不仅是形成盆地构造的主要时期，而且也是盆地内形成气藏的重要时期。随着地层的拱曲和众多背斜构造的出现，为油气聚集提供了良好的遮挡条件（圈闭），同时岩层受力以后裂缝发育，改善了原有储集层的储渗空间，对油气运移聚集有利。

多年来的勘探实践告诉我们，一个背斜构造的含气条件如何，除了和构造大小、闭合度高低等因素有关以外，还与局部构造的褶皱强度，即构造变形的强弱程度关系密切。不同型式的背斜构造是受力变形的综合反映，它直接控制着圈闭的形态、断层的配置以及裂缝的发育程度。这一点对于象四川盆地这类岩石孔隙度和渗透率都很低的裂缝性储集层来说尤为重要。因为受构造应力而产生的裂缝是气藏富集的一个重要因素，没有发育的裂缝，储集层内缺乏运移通道，油气就难以聚集起来。反之，如果构造变动太剧烈，裂缝通道虽然发育了，但油气保存不佳，又会导致气藏的散失。所以在气藏富集和保存的一对矛盾中，如何使两者达到相互的平衡和统一，既要形成发育的裂缝和良好的圈闭，同时又有比较好的保存条件，不致使油气受到散失，就成为形成气藏的基本条件。

**一、在区域上褶皱适中的低缓构造含气条件好**

不同类型的背斜构造对油气的富集和保存以及勘探程度的难易是不一样的。

以泸州地区为例，这里是二、三叠系气藏的一个重要含气区，现今构造属川南低陡褶带，主要由以华蓥山背斜为主体的向西南方向逐渐分支呈帚状撒开的低背斜群组成。各背斜构造带的北半段褶皱强，断层发育，轴部多出露三叠系，以狭长梳状构造为主；向南倾伏，褶皱幅度逐渐减弱，核部出露的地层多为侏罗系中下统，断层少，为膝状和丘状构造。泸州以南为东西向构造分布区，有纳溪、长垣坝、高木顶三排背斜构造，绝大部分也是丘状和膝状穹窿构造，轴部出露中侏罗统，在三排背斜之间还零星分布有一些小的穹窿构造，如白节滩、川主庙等，分布在由白垩系组成的向斜中。钻探实践证明，具有工业价值的气藏大都位于褶皱适中的膝状、高丘状构造之中，如阳高寺、纳溪、付家庙、庙高寺等气田，它们或介于两排相对隆起幅度较高的背斜之间，或者是位于高陡背斜向低处变缓的倾伏地带。

自贡和川东地区也有同样现象。如在重庆附近的相国寺气田，隆起幅度虽然相对较高，但与周围的板桥、铜锣峡、南温泉以及中梁山等背斜相比，仍属于高背斜之中的偏低偏缓的构造。经钻探证实，只有相国寺构造获得了工业气流，而其它的却不理想。

在区域上褶皱适中的高丘状、膝状和似梳状构造含气条件好，是因为这些类型的构造受力适中，既适于裂缝发育，又有良好的保存条件，最有利于气藏的富集和保存，表现出有下列优越条件。

*1. 构造陡缓适度，既有利于裂缝的发育，又不破坏圈闭的完整性*

褶皱适中的背斜构造两翼倾角不陡不缓，既适合于裂缝发育，又保持了构造的完整性，同时地腹断层的开启点低，具有较大的闭合度，因而含气条件最好。如自流井、付家庙、石油沟等气田都属此类构造。相反，以梳状为代表的高陡构造褶皱幅度高，裂缝虽然发育，但顶部尖狭，构造陡峭，破裂应力多集中在轴部，致使裂缝发育带窄，且经常伴生切轴的大断层，构造的完整性受到破坏，气藏保存条件差。而以低丘状为代表的构造，由于褶皱弱、

构造平缓，裂缝发育程度较差，加之地下高点往往有较大偏移，探井不易打在裂缝发育带上，保存条件虽好，但勘探成效较低，只有钻开裂缝发育部位才能获得工业气井。

*2. 地层剥蚀少，盖层条件好*

褶皱的强弱不同，对地表组成的地层情况有直接影响，因而也影响了目的层的埋藏深浅和上覆地层对气藏的保存条件。气藏的盖层条件除了和覆盖在储集层之上的直接盖层有关以外，还受其上覆地层厚度大小的影响。褶皱适中或较弱的背斜构造，由于褶皱幅度低，被保留的上覆地层多，因而盖层条件好，而褶皱强的构造往往剥蚀程度深，出露地层老，目的层埋藏浅或已暴露地表，盖层条件差。威远和自流井是两个相邻的背斜构造，中间只隔了一个向斜，前者地表出露嘉陵江组，二叠系目的层埋藏浅，盖层条件差，钻探结果仅有一个不大的气顶，后者地表出露香溪群，目的层埋藏深，上覆盖层条件好，二叠系是个高产气藏。川东地区这一现象更为明显，前面提到的相国寺气田就因上覆区域性盖层保存少，破坏了三叠系气藏的存在，只有下伏的二叠系和石炭系气藏。

至于在一些高陡背斜上，由于三叠系目的层多已暴露，不仅三叠系气藏不存在，而且也使二叠系的气藏富集条件受到影响。

*3. 断层大多切在翼部，对气藏破坏性小，保存条件好*

断层的发育程度和切割的构造部位对气藏的保存条件影响很大。褶皱的强度越大，断层越发育，规模也大，而且往往切在构造的顶部和轴部，对气藏破坏性大。如古佛山构造，三叠系目的层因断层切轴而暴露地表，地腹二叠系亦因断层切在轴部和顶部而受到破坏，主要为水。褶皱适中的背斜构造断层不及前者发育，规模小，且多切在翼部，对构造和气藏的破坏性要小，有时发生在储集层内的断层还能起到沟通裂缝的作用，对气井高产起到好作用。如卧龙河气田三叠系气藏，在构造顶部发育有两组切向轴部的断层，但它们规模小，好似相互切割的大裂缝，改善了储集和渗滤条件，造成纵向上气藏串通形成高产。

*4. 上下构造变异较小，勘探成效较好*

一般说来，褶皱强的上下构造变异大，钻探时在井下常遇断层或陡带，造成地层重复或深度加大，使钻井达不到目的。褶皱弱的变异小，特别是向地腹深处，随着褶皱强度增大或断层增多，原来靠上部的目的层含气条件不够理想的，到下部含气层的条件可能变好，如中兴场、白节滩气田二叠系的含气情况一般比三叠系要好。但是也有相反的情况，对三叠系来说是褶皱适中的构造，而向下因褶皱增强断层发育，构造变得复杂，影响勘探效果，如邓井关气田，浅部的三叠系褶皱适中，含气条件较好，但是到了二叠系构造变尖变陡，甚至出现倒转或大的断层，含气条件变差。所以搞好地震详查，搞清地下产层的构造情况，对于提高勘探成功率是一项重要的工作。

**二、断层对天然气的聚集具有开启和遮挡两重作用**

影响油气藏能否聚集的一个重要因素是圈闭的完整性。如果背斜圈闭因断层切割破坏了它的完整性，油气就要散失，原来以构造最低闭合圈控制的油气溢出点将由断层切开储集层的开启点所代替，油气圈闭的性质和范围也就发生改变。

断层对背斜圈闭的影响因素有三，即断层性质、切开产层的构造部位和断距大小（上下盘储盖层之间的错位情况）。对于裂缝性气藏来说，这些要素之间的相互配置以及由此而对气藏富集产生的影响是个比较复杂的问题。一般说来，被区域性大断层切过背斜轴部或顶部的局部构造，由于破坏了构造圈闭的完整性，导致气藏发生散失，是它具有开启性的一面。但是对于规模较小的断层则情况有别，一些地层断距小于 100 米，横向延伸 3 ～ 5 公

里的中小断层，虽然也在背斜的轴部或顶部出现，但由于规模不大，不仅没有破坏构造的完整性，反而有利于沟通裂缝改善储渗条件，是它对天然气富集和气井高产起积极作用的一面。总之，大断层切在轴部和顶部者破坏性大，切在翼部、边部和潜伏的断层破坏性小，对于并不影响构造圈闭完整性的中小断层，不仅没有破坏气藏富集，相反还会起到有利的作用。

*1．断层开启点的高低影响着气藏大小*

这里所指的断层是那些区域性的断裂带，或者是一个局部构造上的主要断层，其特点是落差大、延伸远，常纵贯整个背斜构造带或者是对一个局部构造起重要控制作用的断层。这类断层由于断距大都超出盖层厚度，因此它切割构造部位的高低对圈闭的完整性关系极大。当断层切在构造的顶部和轴部时开启点较高，对圈闭的完整性破坏较大，常常使气藏散失；如果断层切在翼部，开启点低，则具有一定的圈闭条件，使天然气得以富集形成气藏。如川东大池干井背斜是一个隆起幅度较高的背斜构造。经钻探证实，在它的东翼有一纵贯整个背斜构造的断裂带，池1井中见有5个断点，最大断距可从断层上盘的上二叠统逆冲到下盘嘉陵江组之上。这组断裂带在主高点（吊钟坝高点）切开构造轴部，致使断层上盘的背斜圈闭形态几乎全不存在，破坏了气藏富集的基本条件，石炭系主要产水。到了北高点（万顺场高点）断裂带偏至背斜翼部，保留有较完整的背斜圈闭形态，形成有利于气藏富集的条件，不仅证实石炭系产气，而且还在二叠系和三叠系嘉陵江组获得工业气流，南高点（麦子山高点）也有和北高点类似的构造特点，在二叠系和嘉陵江组中同样获得有工业气流（图9－21）。

*2．断层的上盘或下盘都可以找到气藏*

除了断层切在背斜的轴部或顶部，圈闭条件受到破坏，一般地讲，位于大断层上盘的背斜圈闭仍然是天然气富集的有利部位。即使有切轴切顶的断层存在，如果断距规模较小，只要圈闭的完整性没有受到破坏，在断层上盘也同样能形成气藏。由于断层抬升，当上下盘的地层断距没有超过上覆盖层厚度，断层上盘的储集层与下盘的盖层直接模触所形成的断层遮挡（圈闭），也不失为天然气富集的良好场所。圣灯山气田下二叠统气藏即属此类型（见图10－46）。另外，纳模气田下二叠统气藏中也有一些可能属此类型。

近年来，在一些高陡背斜带的大断层下盘也陆续发现了一批工业气井，现将其简要情况列表介绍如下（表9－7）。

表9－7　断层下盘工业气井情况简表

| 构造部位 | 产气井号 | 产气层位 | 初产气量（$10^4m^3/d$） |
|---|---|---|---|
| 大池干井背斜东翼断层下盘 | 池1井 | $P_1{}^3{}_2$ | 1.5 ↘ 0.7 |
| 板桥构造东翼断层下盘（板东断高） | 板5井 | Tf | 47.47 |
| 板桥构造东翼断层下盘（板东断高） | 板东4井 | $P_2{}^2$ | 37.05 |
| 板桥构造西翼断层下盘（板西断块） | 板2井 | $C_2$ | 2.82 |
| 铜锣峡构造东翼断层下盘（明月断鼻） | 明月1井 | $P_2{}^2$ | 74.19 |
| 铜锣峡构造东翼断层下盘（统井断高） | 铜6井 | $P_2{}^2$ | 145.66 |
| 相国寺构造东翼断层下盘（相东断块） | 相21井 | $C_2$ | 8.00 |
| 临峰场构造西翼断层下盘（长仲断鼻） | 临5井 | $Tc^1$ | 2.26 |
| 临峰场构造西翼断层下盘（临西南断鼻） | 临4井 | $P_1{}^3{}_2$ | 4.34 |
| 临峰场构造西翼断层下盘（临西南断鼻） | 临8井 | $Tc^3$ | 1.61 |
| 塘河构造西翼断层下盘（白鹿坪断鼻） | 塘18井 | $P_1{}^3{}_2$ | 4.09 |

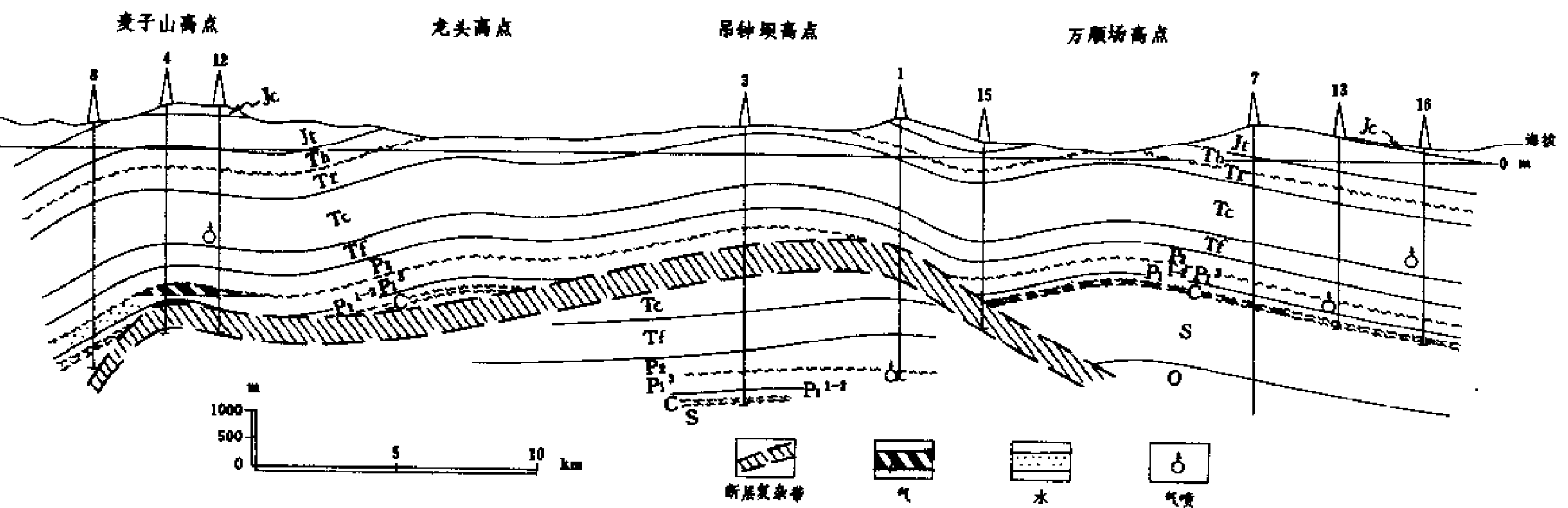



图9－21　大池干井背斜气藏纵剖面图

资料表明，褶皱强的高陡构造虽因断层切轴切顶破坏了主体部位的完整性，但在它的两翼因区域性断层所派生的潜伏构造或断块中仍有广阔的勘探领域。如在断层下盘的一些鼻隆或上倾的单斜中，只要条件适宜，可因断层错位形成圈闭而富集成气藏，特别是这些切在翼部的逆断层多具压性特点，当上盘为泥质岩盖层，下盘为碳酸盐岩储集层时更具良好的封闭性。

3．与断层相伴而生的潜伏高点对气藏富集有利

潜伏高点常常是地下不同组系的构造相互复合和连接的一种结果，在区域分布上受不同组系方向的构造带和断裂带控制。潜伏高点有两种存在方式，一是受不同组系的背斜带控制，其走向与主导背斜带的延伸方向一致，并常与另一组构造线呈一定角度交接复合；二是和区域背斜带控制的低级序的断裂相伴生，使原来在地表上一个很简单的背斜构造因地腹出现断层抬升而形成多高点。后一类与断层相伴而生的潜伏高点，裂缝比较发育，是富集气藏的有利场所。如李子坝气田的地表构造为一北东向延伸的短轴低丘状构造，两翼平缓，地层倾角 3°～ 8°，至地腹受不同组系构造线控制和派生的断层所影响，出现了南北向的鹿角场高点、北东东向的榕山镇断隆、以及南北向和北东向复合的李子坝高点，这些潜伏的高点每一个都是独立圈闭，都具有形成气藏的条件，实际钻探证实它们都具有自己的气水边界和压力系统（图 9－22、图 9－23）。

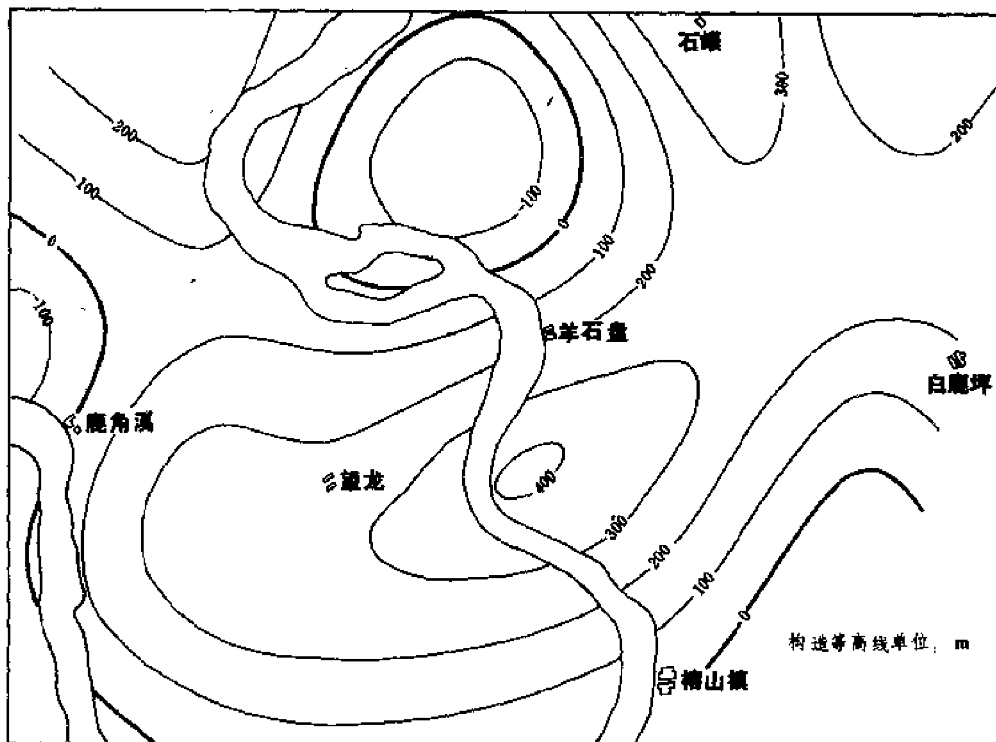
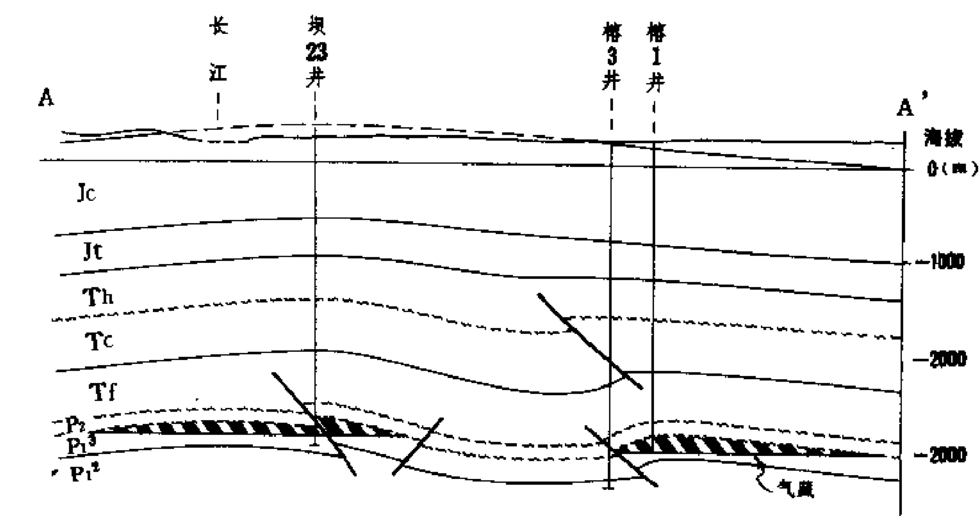



图9－22　李子坝构造等高线图

（本图制图层为$J_3{}^2{}_2$羊石盘砂岩底面）



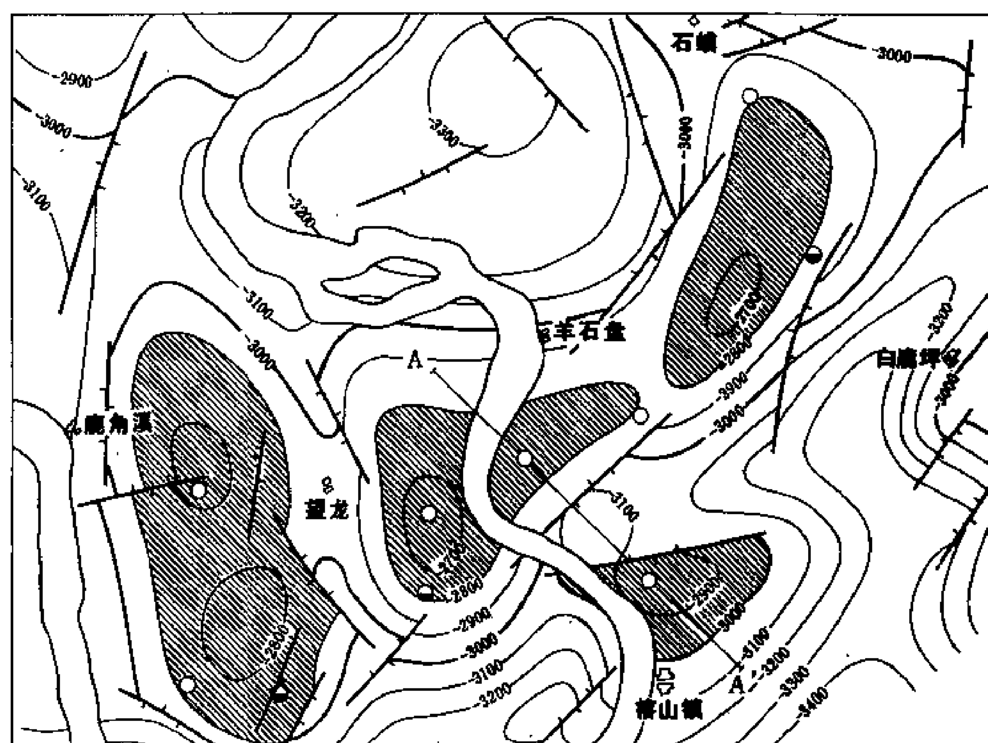




图 9－23　鹿角、李子坝一带阳三气藏分布图

## 第五节　中新生代环状凹陷的油气聚集条件

早印支运动后，海水从整个上扬子地台撤出，四川盆地抬升为陆，经过一段时间剥蚀夷平以后，迎来了晚三叠世的沉积。初期仍有来自松潘—甘孜地槽的海水进侵，在盆地西部有海相地层自西向东超覆。其后地槽区回返抬升，海水后撤，从此四川盆地与外海隔绝，一个大型的内陆湖盆逐渐形成，相继沉积了上三叠统至下第三系数千米厚的陆相地层。当时的盆地边界可能涉及上扬子区的大部地区，有几个沉降中心，如四川、西昌、楚雄等。

四川中新生代陆相沉积盆地，从晚三叠世开始到早第三纪结束，经历了初期形成阶段、稳定发展阶段、逐渐收缩枯竭阶段。如果说，晚三叠世须家河组沉积时盆地还处于早期形成阶段，川东一带仍在抬升，沉降中心在川西，盆地东缓西陡，东高西低，为一箕状拗陷，那么进入侏罗纪以后则应是拗陷盆地主要发展时期，沉积了十分发育的浅湖相和河湖交替相的紫红色砂、泥岩。这时盆地周缘的古陆不断上升，活动性加强，而在古陆前缘则相对下沉形成边缘凹陷。如早侏罗世自流井群沉积时凹陷的中心在大巴山前缘达县、万县一带；中侏罗世沙溪庙组和遂宁组沉积时，除大巴山前缘存在凹陷外，江南古陆前缘也有一凹陷中心，沙溪庙组在方斗山以东沉积厚度可达 2200 米；晚侏罗世与中侏罗世相近，但龙门山此时上升明显，在它的前缘沉降较快，有很发育的磨拉石建造。这些边缘凹陷在侏罗纪不同时期的沉降中心虽不断迁移，但它们外侧围绕盆地周缘，内侧环绕川中硬性基底控制的中间隆起带，呈环状凹陷分布的格局已经显露出来。进入白垩纪，盆地范围显著缩小，这是因为侏罗纪末燕山运动中幕在鄂西等地褶皱较强烈，使盆地的东部边界向西收缩，沉降中心又移至盆地西侧，另外在川北、川南也有沉积。这种局面继续到早第三纪，由于盆地不断抬升，其分布范围更加局限，仅在川西保留有下第三系，盆地已逐渐进入萎缩阶段。早第三纪末，早喜山运动来临，湖盆完全枯竭，并最终导致盖层发生全面褶皱。白垩系至下第三系沉积以盆地西部为沉降中心，向南北呈半环状扩展，它使侏罗纪以来的环状凹陷进一步得到加强，并把这一构造特征显示得更加清楚。

中新生代沉积盆地的形成和发展，对四川油气的聚集和分布产生了深远影响。除了它自身形成几套陆相含油气层系以外，还是良好的区域性盖层，它使油气层深埋地腹，具有良好的保存条件，同时在地温不断增加的条件下油气朝着高成熟方向演化。从水动力条件分析，四川盆地为一压实盆地，凹陷的沉降中心也就是策动油气发生运移的压源中心。这些特点必将对油气分布特征有重要影响。以环状凹陷为中心，靠盆内一侧（内侧）和外缘一侧（外侧）油气的聚集条件显然不同，其中靠内侧油气田的形成条件要比外侧优越。

### 一、靠盆内一侧褶皱较中，油气圈闭和保存条件较好

在四川盆地已发现的数十个油气田中，除了中坝、河湾场、高木顶以及建南气田处于盆地靠外缘一侧以外，95% 左右的油气田都分布在盆地内侧。这是因为内侧和外侧的构造褶皱强度不同。

靠盆地外缘一侧，褶皱和断裂表现强烈，油气圈闭和保存条件相对较差。如川西北龙门山一带，在盆地周缘为大型叠瓦式逆掩断层发育区，目的层多已暴露地表，不宜钻探。进入盆地在山前带大的逆掩断层虽隐伏地下，并有海棠铺等呈雁行排列的背斜构造，但褶皱强，断层发育，上下构造层不吻合，圈闭情况比较复杂，钻探结果不理想，只有中坝等背斜靠近盆内方向，受力减弱，背斜圈闭条件变好，获得了工业气流。其次，无论是沿龙门山

北段或南段，受来自龙门山一侧构造挤压力的影响，山前带的范围较窄，一般宽度只有20～30公里，这样，构造选择的余地有限，勘探领域受到了限制。四川东北部南大巴山台缘断褶带多为复式背向斜，地层出露老，背斜核部以古生界为主，褶皱强烈，断裂发育，上下构造变形和圈闭条件都比较复杂，有些大断层裸露地表，油气保存条件差。进入盆地后，在万源附近有几排北西向背斜带，褶皱幅度相对变弱，构造圈闭和保存条件有可能变好，但在选择钻探构造时仍需慎重。

靠盆内一侧，则有多方向多组系的成排构造带存在，除高陡背斜外，一般褶皱适中，有良好的圈闭条件，地层出露情况新，有良好的区域盖层条件，适于油气富集。无论在褶皱平缓的川中地区和褶皱较强的川东南地区，都获得了一定数量的油气田。特别是在不同组系构造斜接复合的部位，有利于形成裂缝和潜伏构造，对寻找高产油气井和扩大勘探领域有利。

**二、盆地内侧主要是沉积承压水分布区，油气保存条件好**

临近盆地外缘构造区，由于褶皱断裂强度大，多为地表渗入水活动带，水文地质开启程度高，不利于油气聚集。如在盆地北缘的南山岭、曾家河构造钻探震旦系目的层时，在井深1014米和2367米以下产水，矿化度0.57～1.12克/升，$Na_2SO_4$水型，未见油气，属地表渗入水。进入盆地后情况有了变化，在钻探河湾场构造时井深1900米以上的须家河组、雷口坡组和嘉陵江组皆产淡水，井口自流水量1.4～424米$^3$/时，矿化度1.65～3.85克/升，$Na_2SO_4$水型，仍属地表渗入水，未见油气。井深2648米以下飞仙关组开始有油气显示，虽然也产$Na_2SO_4$型水，但水的含盐量增高，矿化度为39.38克/升，表明向地下深处渗入水活动渐趋困难，封闭条件变好。直至二叠系渗入水活动停止，使油气得以富集和保存，产出了工业性气流。上述变化表明，在盆地边缘露头区至盆地外缘一侧地表渗入水的影响深度很大，水文地质开启程度高，不利于油气的富集和保存。只有当封闭条件获得了改善，渗入水活动微弱或者地下水处于停止交替的地带才有可能获得油气流。

盆地内部虽有侵蚀窗或与周边露头相连的断裂带存在渗入水活动，但影响范围有限。除一些高陡背斜因地层出露坡老或者受断层影响，地表水渗入范围坡深，破坏了圈闭内水文地质封闭条件以外，在盆地内大部分地区主要是沉积承压水分布区，地下水一般都处于封闭状态，流动迟缓，多为$CaCl_2$水型。特别是在侏罗系以上红色地层分布区，地表渗入水的影响深度范围局限，在川中等地距地表只有几十米深即可直接进入交替停止带，在二三百米深度以下即可获得浅油气层，良好的区域盖层条件促进了水文地质的封闭条件，使油气保存下来。

**三、靠盆内一侧油气富集的有利因素较多**

由于盆内一侧较之盆缘一侧地坡相对宽阔，除有众多的背斜构造圈闭这一优越条件以外，在不同构造发展阶段中还有古隆起带，以及受早期断裂活动所形成的生物滩、白云岩化等有利岩性带存在，为油气富集创造了许多好的条件。如印支期华蓥山隆起带一直是盆地勘探的重点，在川东和川南发现了许多二、三叠系的气田。但在盆缘一侧，多因暴露地表或者规模较小，难以有成群成带的油气田出现，如川西北虽有早期古隆起存在，但范围局限，目前只发现中坝气田。

靠近盆缘一侧受周缘古陆活动影响较强，常常是容易发生岩性相变和缺失超覆的地区，较之盆地内部岩性变化较大或处于不利的生储油相带。如在川东南广大地域成为区域性产气层的嘉陵江组，在盆地周缘钻探过程中皆不理想。重要原因之一是岩性岩相条件发生了

变化，而在盆地内成层稳定，纵向上形成了多个产层，是四川油气区内一个重要的含气层系。

最后说明一点，本章从目前已知的众多构造圈闭类型气藏出发，对油气田的分布特征做了初步归纳总结，但限于地层圈闭类型和岩性圈闭类型油气藏发现很少，对有关这方面的认识涉及不多，尚待今后充实。需要指出的是，从区域地质条件分析，在四川盆地寻找地层和岩性圈闭类型油气藏前景广阔。事实上，川中地区大安寨油藏、川东地区上二叠统礁气藏和川东南地区三叠系孔隙性产气层等的出现就是充分证明。我们相信在今后四川盆地的油气勘探中，地层圈闭和岩性圈闭油气藏必将会不断被发现，并在油气生产中占有一定比例。

# 第十章 油气田各论

## 第一节 概 述

到1984年底为止，四川盆地在四川省境内已获得气田65个，油田12个，含油气构造(或地区)19个。这些油气田具有以下特点：

**一、油气田在盆地内广泛分布**

四川盆地内，无论是东、南、西、北，还是盆地中部都有气田(或油田)分布(图10－1)。根据区域位置和油气田地质特点，可将它们分为5个不同的含油气区，即川东气区、川南气区、川西南气区、川北气区和川中油气区。各油气区内的油气田概况见表10－1。




图10－1 四川盆地油气田分布图

(油气田名称编号与表10－1对应)

表10－1　四川盆地油气田数据表(至1984年底止)

| 油气区 | 序号 | 油气田名称 | 流体类型 | 地理位置 | 发现年份 | 已知产层层位 | 卞要产层厚度(m) | 产层埋深(m) 最浅 | 产层埋深(m) 最深 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 川东气区 | 1 | 沙罐坪 | 气 | 开江 | 1981 | $Tc^1, P_2^2, P_1^3, C_2$ | $38 (Tc^1), 96 (P_1^3)$ | 2616 | 4164 |
| | 2 | 雷音铺 | 气 | 达县 | 1978 | $Tc^2, P_2^2, C_2$ | $22 (Tc^2_2), 56 (P_2^2), 91 (C_2)$ | 2038 | 3814 |
| | 3 | 福成寨 | 气 | 大竹 | 1975 | $Tc^2, Tc^1, Tf^3, C_2$ | $25 (Tc^2), 220 (Tc^1), 48 (C_2)$ | 2270 | 3679 |
| | 4 | 张家场 | 气 | 大竹、邻水 | 1979 | $Tc^2, Tc^1, C_2$ | $280 (Tc^1), 46 (C_2)$ | 2800 | 4900 |
| | 5 | 卧龙河 | 气 | 长寿、垫江 | 1959 | $Th, Tr, Tc^5_2, Tc^5_1, Tc^4_3, Tc^3, Tc^2$<br>$Tc^1, P_2^2, P_1^3, C_2$ | $28 (Tc^5_1), 40 (Tc^4_3), 200 (Tc^3)$<br>$180 (P_1^3), 35 (C_2)$ | 1463 | 3724 |
| | 6 | 双龙 | 气 | 长寿 | 1975 | $Tc^5_1, Tc^4_3, Tc^3, P_1^3, C_2$ | $85 (Tc^5), 35 (Tc^4_3), 17 (C_2)$ | 2344 | 3892 |
| | 7 | 黄草峡 | 气 | 长寿、涪陵 | 1980 | $Tc^1, P_1^3$ | $115 (Tc^1), 134 (P_1^3)$ | 1132 | 2670 |
| | 8 | 相国寺 | 气 | 江北 | 1961 | $P_2^2, P_1^3, P_1^2, C_2$ | $200 (P_1^3), 10 (C_2)$ | 157[illegible] | 2221 |
| | 9 | 沙坪坝 | 气 | 重庆 | 1959 | $P_2^2, P_1^3$ | $100 (P_2^2), 335 (P_1^3)$ | 2488 | 2735 |
| | 10 | 石油沟 | 气 | 巴县 | 1939 | $Tc^5, Tc^4_3, Tc^3, Tc^2_2, Tf^1, P_2^2$ | $15 (Tc^4$, $140 (Tc^3), 160 (Tf^1), 90 (P_2^2)$ | 1046 | 2105 |
| | 11 | 东溪 | 气 | 綦江 | 1956 | $Tc^5_3, Tc^5_1, Tc^4_3, Tc^3, Tc^2, Tc^1, P_1^3$ | $20 (Tc^5_1), 130 (Tc^3), 40 (Tc^2)$ $200 (Tc^1)$ | 700 | 2000 |
| | 12 | 铁厂沟 | 气 | 巴县、江津 | 1966 | $Tc^2, P_2^2$ | $62 (Tc^2_3), 93 (P_2^2)$ | 950 | 1836 |
| | 13 | 石龙峡 | 气 | 江津 | 1967 | $Tc^2, Tc^1, Tc^5, Tc^4$ | $22 (Tc^5), 210 (Tc^1)$ | 500 | 1050 |
| 川 | 14 | 丹凤场 | 气 | 璧山 | 1978 | $Tc^1, P_2^2, P_1^3$ | $200 (Tc^1), 80 (P_2^2)$ | 1965 | 2886 |
| | 15 | 临峰场 | 气 | 璧山、江津 | 1981 | $Tc^4_1, Tc^3, Tc^2, Tc^1, Tf^3, P_2^2, P_1^3, P_1^2$ | $165 (P_1^3), 120 (P_2^2), 68 (P_1^2), 100 (Tf^3)$ | 1246 | 3209 |
| | 16 | 梁董庙 | 气 | 江津 | 1982 | $P_1^3$ | $165 (P_1^3)$ | 3091 | 3109 |
| | 17 | 塘河 | 气 | 合江、江津 | 1966 | $Tc^3, Tc^2, Tc^1, P_2^2, P_1^3$ | $145 (Tc^3), 50 (Tc^2)$ | 868 | 1142 |
| | 18 | 黄瓜山 | 气 | 永川 | 1956 | $Tc^1$ | $230 (Tc^1)$ | 780 | |
| | 19 | 永安场 | 气 | 永川 | 1976 | $Tc^1, Tf^1, P_2^2, P_1^3, P_1^2$ | $200 (Tc^1), 160 (P_1^3)$ | 1572 | 2652 |
| | 20 | 李子坝 | 气 | 合江 | 1978 | $Tc^2_2, Tc^1, Tf^1, P_2^2, P_1^3$ | $41 (P_2^2), 152 (P_1^3)$ | 2132 | 2967 |
| | 21 | 榕山镇 | 气 | 合江 | 1977 | $P_2^2, P_1^3, P_1^2$ | $41 (P_2^2), 152 (P_1^3)$ | 2980 | 3409 |

续表

| 油气区 | 序号 | 油气田名称 | 流体类型 | 地理位置 | 发现年份 | 已知产层层位 | 主要产层厚度(m) | 产层埋深(m) | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | | | | | 最浅 | 最深 |
| | 22 | 朱沱 | 气 | 永川 | 1979 | $Jh^6 - Jh^5, P_2^2, P_1^3$ | $40(P_2^2)$, $155(P_1^3)$ | 1369 | 2967 |
| | 23 | 鹿角场 | 气 | 永川 | 1979 | $P_2^2, P_1^3$ | $40(P_2^2), 150(P_1^3)$ | 2885 | 2967 |
| | 24 | 合江 | 气 | 合江 | 1966 | $Jh^6, Tc^3, Tc^2_3, Tc^1, Tf^1, P_2^2, P_1^3, P_1^2$ | $120(Tc^3), 45(Tc^2_3), 230(Tc^1), 160(P_1^3)$ | 1935 | 2890 |
| 南 | 25 | 坛子坝 | 气 | 泸县、永川 | 1966 | $Tc^1, Tf^1$ | $174(Tc^1), 133(Tf^1)$ | 999 | 1567 |
| | 26 | 龙洞坪 | 气 | 泸县 | 1958 | $Tc^2_2, Tc^1, P_1^3$ | $30(Tc^2_2), 151(P_1^3)$ | 750 | 1926 |
| | 27 | 九奎山 | 气 | 泸县 | 1962 | $Tc^1, Tf^1, P_2^2, P_1^3, P_1^2$ | $86(P_2^2), 192(P_1^3)$ | | |
| | 28 | 阳高寺 | 气 | 泸县 | 1958 | $Tc^1, Tf^1, P_1^3$ | $185(Tc^1), 150(P_1^3)$ | 939 | 1974 |
| | 29 | 中兴场 | 气 | 泸县 | 1972 | $P_2^2, P_1^3$ | $47(P_2^2), 147(P_1^3)$ | 2056 | 2283 |
| | 30 | 庙高寺 | 气 | 合江 | 1970 | $Tc^2, Tc^1, Tf^1, P_2^2, P_1^3, P_1^2$ | $45(Tc^2_2), 200(Tc^1), 115(Tf^1), 145(P_1^3)$ | 2500 | 3200 |
| | 31 | 纳溪 | 气 | 纳溪 | 1958 | $Tc^1, Tf^1, P_2^2, P_1^3, P_1^2$ | $52(P_2^2), 211(P_1^3)$ | 438 | 2281 |
| 气 | 32 | 白节滩 | 气 | 纳溪 | 1967 | $Tc^1, P_1^3$ | $84(Tc^1), 185(P_1^3)$ | 2111 | 2991 |
| | 33 | 五通场 | 气 | 合江 | 1964 | $Tc^2_3, Tc^1, Tf^1$ | $42(Tc^2_3), 167(Tc^1)$ | 1327 | 1972 |
| | 34 | 打鼓场 | 气 | 纳溪 | 1964 | $Tc^3, P_1^3$ | $120(Tc^3), 180(P_1^3)$ | 1509 | 2580 |
| | 35 | 沈公山 | 气 | 纳溪 | 1964 | $Tc^3, Tc^2, Tc^1$ | $120(Tc^3), 203(Tc^1)$ | 1587 | 2500 |
| | 36 | 长垣坝 | 气 | 纳溪 | 1958 | $Tc^3, Tc^1$ | $120(Tc^3), 195(Tc^1)$ | 1107 | 1343 |
| | 37 | 付家庙 | 气 | 江安 | 1965 | $Tc^3, Tc^2_3, Tc^2_2, Tc^1, P_1$ | $35(Tc^2_2), 330(P_1)$ | 1104 | 2247 |
| | 38 | 老翁场 | 气 | 长宁 | 1966 | $Tc^2_2$, $P_1^3$ | $35(Tc^2_2), 250(P_1^3)$ | 1283 | 2154 |
| | 39 | 高木顶 | 气 | 叙永 | 1957 | $Tc^3$ | $45(Tc^3)$ | 667 | |
| 区 | 40 | 荔枝滩 | 气 | 泸县 | 1966 | $Tc^1, P_1^3$ | $220(Tc^1), 137(P_1^3)$ | 999 | 1868 |
| | 41 | 南井 | 气 | 泸县、南井 | 1972 | $P_1^3$ | $157(P_1^3)$ | 2108 | |
| | 42 | 广福坪 | 气 | 江安 | 1964 | $Tc^1, Tf^2, P_1^3$ | $190(Tc^1), 205(P_1^3)$ | 1078 | 1974 |
| | 43 | 桐梓园 | 气 | 江安 | 1966 | $Tc^1, P_1^3, P_1^2$ | $187(Tc^1), 190(P_1^3)$ | 1600 | 2500 |
| | 44 | 宋家场 | 气 | 南溪 | 1974 | $P_1^3$ | $220(P_1^3)$ | 2514 | |

续表

| 油气区 | 序号 | 油气田名称 | 流体类型 | 地理位置 | 发现年份 | 已知产层层位 | 主要产层厚度 (m) | 产层埋深 (m) | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | | | | | 最浅 | 最深 |
| 川西南气区 | 45 | 牟家坪 | 气 | 长宁、南溪 | 1975 | $P_1^3$, $P_1^2$ | 210 ($P_1^3$) | 2500 | 2870 |
| | 46 | 界市场 | 气 | 隆昌 | 1978 | $Jh^2$, $P_1^3$ | 121 ($Jh^2$), 175 ($P_1^3$) | 1218 | 2863 |
| | 47 | 隆昌 | 气 | 隆昌 | 1981 | $P_1^3$ | 45 ($P_1{}^3{}_2$) | 2254 | |
| | 48 | 龙市镇 | 气 | 隆昌 | 1980 | $P_1^3$ | 152 ($P_1^3$) | 2161 | |
| | 49 | 黄家场 | 气 | 隆昌 | 1963 | $Tc^3$, $P_1^3$ | 130 ($Tc^3$), 170 ($P_1^3$) | 1176 | 2051 |
| | 50 | 圣灯山 | 气 | 隆昌 | 1944 | $Tc^3$, $Tc^1$, $P_1^3$ | 130 ($Tc^3$), 180 ($P_1^3$) | 700 | 2000 |
| | 51 | 杨家山 | 气 | 富顺 | 1975 | $Tc^3$, $P_1^3$ | 120 ($Tc^3$), 150 ($P_1^3$) | 1457 | 2443 |
| | 52 | 自流井 | 气 | 自贡 | 公元280年左右 | $Tc^3$, $P_1^3$ | 140 ($Tc^3$), 150 ($P_1^3$) | 1000 | 2400 |
| | 53 | 瓦市 | 气 | 富顺 | 1978 | $Jh^6$, $P_1^3$ | 23 ($Jh^6$), 153 ($P_1^3$) | 940 | 2687 |
| | 54 | 兴隆场 | 气 | 自贡 | 1965 | $Tc^3$ | 130 ($Tc^3$) | 1280 | |
| | 55 | 邓井关 | 气 | 宜宾 | 1978 | $Tc^5_3$, $Tc^3$, $Tc^2_3$ | 138 ($Tc^3$), 25 ($Tc^2_3$) | 900 | 1084 |
| | 56 | 孔滩 | 气 | 宜宾 | 1971 | $Tc^5_3$, $Tc^3$, $P_1^3$ | 49 ($Tc^5_3$), 278 ($P_1^3$) | 1400 | 2500 |
| | 57 | 观音场 | 气 | 宜宾 | 1975 | $Tr^3$, $P_1^3$ | 153 ($Tr^3$), 280 ($P^3$) | 2476 | 3953 |
| | 58 | 青杠坪 | 气 | 宜宾 | 1977 | $P_1^3$ | 85 ($P_1^3$) | 3237 | |
| | 59 | 大塔场 | 气 | 宜宾 | 1978 | $P_1^3$ | 329 ($P_1^3$) | 3642 | |
| | 60 | 威远 | 气 | 威远、荣县 | 1964 | $P_1^3$, $Z_2$ | 180 ($P_1^3$), 240 ($Z_2$) | 1000 | 2800 |
| 川西北气区 | 61 | 河湾场 | 气 | 广元 | 1972 | $P_2^2$, $P_1^3$ | 90 ($P_2^2$), 180 ($P_1^3$) | 3300 | 3417 |
| | 62 | 中坝 | 气 | 江油 | 1972 | $Tx^2$, $Tr^3$ | 300 ($Tx^2$), 100 ($Tr^3$) | 1900- | 3000 |
| | 63 | 大兴西 | 气 | 蒲江 | 1977 | Jt ~ Jc, $Th^2$ | 150 (Jt), 175 ($Th^2$) | 1800 | 3000 |
| 川 | 64 | 八角场 | 油气 | 盐亭 | 1971 | $Jt^4$, Jh | 17 ($Jt^4$), 280 (Th) | 2020 | 3200 |
| | 65 | 遂南 | 油气 | 遂宁 | 1978 | $Jh^4$ ~ $Jh^2$ | 100 ($Th^4$), 150 ($Th^2$) | 1900 | 2400 |
| | (1) | 税家槽 | 油 | 达县 | 1967 | $Jt^5$ | 35 ($Jt^5$) | 1650 | 1880 |
| | (2) | 营山 | 油 | 营山 | 1958 | $Jt^5$ | 40 ($Jt^5$) | 1450 | 1550 |

续表

| 油气区 | 序号 | 油气田名称 | 流体类型 | 地理位置 | 发现年份 | 已知产层层位 | 主要产层厚度 (m) | 产层埋深 (m) | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | | | | | 最浅 | 最深 |
| 中油气区 | (3) | 广安 | 油 | 广安 | 1959 | $Jt^5$ | 55 ($Jt^5$) | 1030 | 1490 |
| | (4) | 罗渡 | 油 | 岳池 | 1960 | $Jt^5$ | 40 ($Jt^5$) | 1200 | 1300 |
| | (5) | 南充 | 油 | 南充、西充 | 1958 | $Jt^5$, $Jt^4$ | 15 ($Jt^5$), 20 ($Jt^4$) | 1500 | 1900 |
| | (6) | 龙女寺 | 油气 | 武胜 | 1958 | $Jt^5$, $Jt^4$, Jh, $P_1$ | 30 ($Jt^5$), 20 ($Jt^4$), 200 (Jh) | 1200 | 5950 |
| | (7) | 合川 | 油 | 合川 | 1958 | $Jt^5$ | 30 ($Jt^5$) | 1200 | |
| | (8) | 一立场 | 油 | 南充 | 1965 | $Jt^4_1$, $Jt^4_3$ | 27 ($Jt^4_1$), 9 ($Jt^4_3$) | 1700 | 1900 |
| | (9) | 中台山 | 油 | 南部、阆中 | 1980 | $Jt^4$ | 15 ($Jt^4$) | 2800 | |
| | (10) | 金华 | 油 | 射洪、三台 | 1978 | $Jt^4_1$, $Jt^4_2$ | 15 ($Jt^4$) | 2500 | 2700 |
| | (11) | 桂花 | 油 | 遂宁、射洪 | 1959 | $Jt^4_3$, $Jt^4_2$, $Jt^4_1$ | 3 ($Jt^4_3$), 15 ($Jt^4_2$ ~ $Jt^4_1$) | 1600 | 2000 |
| | (12) | 蓬莱 | 油 | 蓬溪 | 1958 | $Jt^4_3$, $Jt^4_2$, $Jt^4_1$ | 20 ($Jt^4$) | 1400 | 1600 |

二、具有多套含油气层

据对65个气田的统计表明，在目前所钻的深度范围内，共发现工业性气层211层次，平均每个气田有3.2层，最多者达12层。但各油气区内油气层的时代尚有差别，其中川东气区主要产气层为三叠系、二叠系和中石炭统；川南气区为二叠系和三叠系；川西南气区为二叠系、三叠系和震旦系；川西北气区主要为上三叠统；川中油气区则主要为侏罗系和上三叠统。各油气区的油气层分布状况见图10－2。

三、气田中地层水分布广泛

65个气田中已有地层水产出的有56个，占86%。而油田的地层水则不活跃，在川中油气区6000多平方公里的范围内，油层连片，属大面积分布的油气藏，只有少数油井产少量的地层水。

四、气田储量都较小

据对已计算过储量的气田的统计表明，平均每个气田的储量只有几十亿立方米，最大者为几百亿立方米，最小者只有1亿多立方米，都属于中、小型气田。

五、油气田的储集岩以碳酸盐岩为主

据对80个油气田(包括四川省外的3个)的统计，全为碳酸盐岩储集岩的油气田共有62个，占油气田总数的77.5%；全为砂岩储集岩的油气田只有6个(5个油田，1个气田)，占7.5%；储集岩既有碳酸盐岩(主要)又有砂岩(次要)的油气田有12个，占15%。无论是砂岩还是碳酸盐岩储集层，都属于低渗透的类型，只有裂缝发育时才具有工业产能，从这个角度上讲，可以把四川的油气田统称为裂缝性油气田。

六、油气田主要分布在背斜构造上

目前已发现的77个油气田中，位于地面背斜内者有63个；位于潜伏构造(包括潜伏断鼻、潜伏背斜)内者有10个；位于向斜和单斜构造上者有4个。绝大多数油气田是由构造圈闭油气藏叠加组成，也有一些油气田中有非构造油气藏存在，但数量不多。

七、气田多油田少

80个油气田中(包括四川省外的3个)有纯气田67个，纯油田11个，油气田2个，说明油气演化的程度较高。

下面分区介绍一些典型油气田。

## 第二节 川东气区

川东气区介于华蓥山与七跃山之间，面积为5万平方公里。区域构造属川东高陡褶皱带，为隔挡式的褶皱类型。区内的高陡背斜呈北东向展布，核部多已出露三叠系，甚至二叠系。发育的走向断层往往使统一的背斜圈闭受到破坏，而解体为多个次一级不同类型的圈闭。向斜都很宽缓，在其中有低缓背斜和潜伏构造存在。

区内的钻探工作始于1937年，在重庆以南的石油沟背斜构造上第一次用旋转钻钻井，这是本区也是四川盆地首次采用现代技术进行钻探。50年代初期的钻探工作集中在石油沟、东溪一带，目的层主要是下三叠统嘉陵江组；随后逐渐向东扩展，于1959年发现卧龙河气田。60年代至70年代初，对区内的高陡背斜进行了钻探，因无地震资料，仅根据地面构造布井，故在高陡背斜高点或长轴上所钻的探井无一成功，勘探进展极小。1977年，在相国寺气田于石

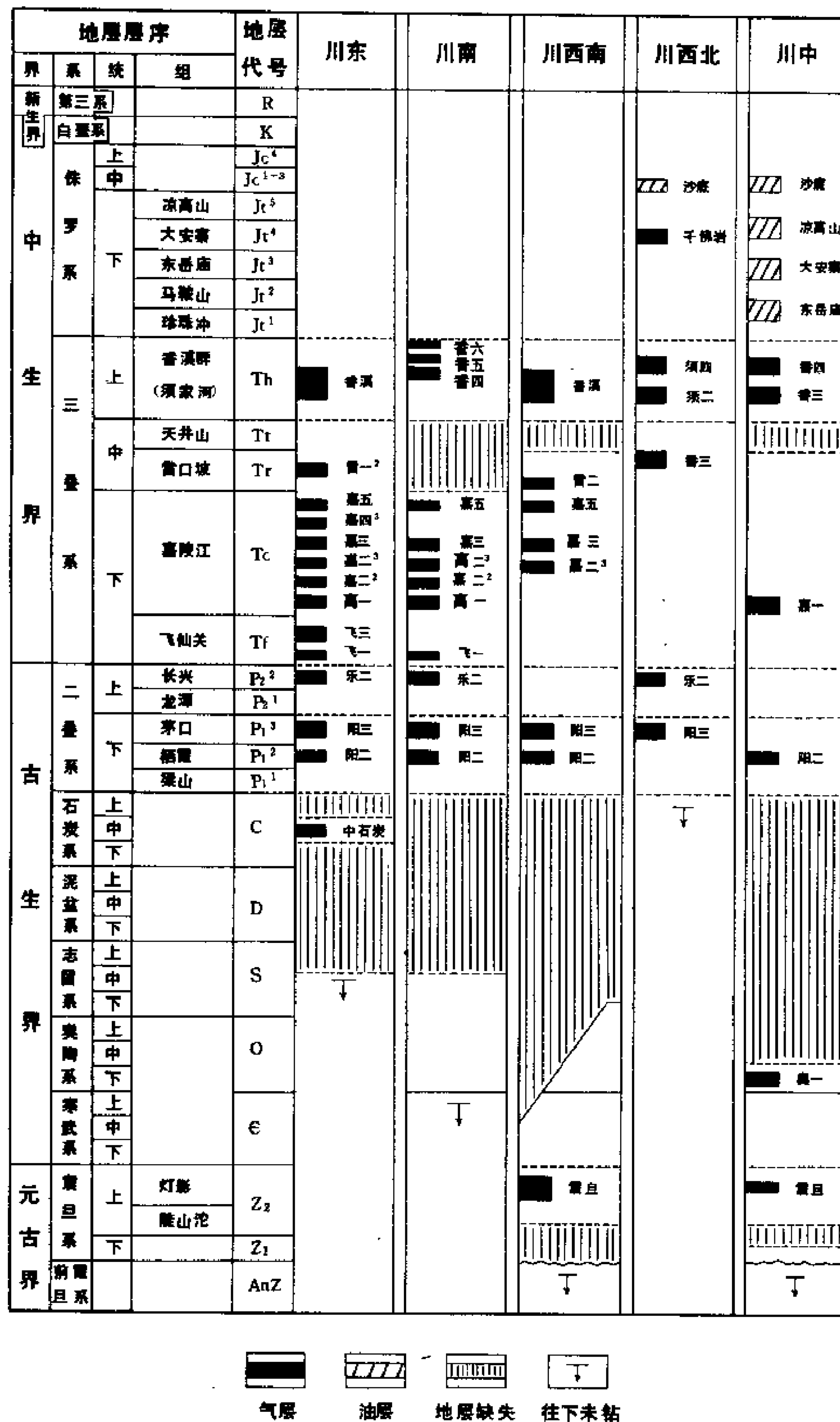



图 10－2 四川盆地分区油气层对比图

炭系中发现了高产工业气流,增加了一个重要的新目的层,勘探领域进一步扩大;与此同时,下二叠统(阳新统)气藏也不断有新的发现。随着地震工作的开展,发现了一批潜伏构造,对高陡背斜构造的地下情况,在认识上也有了提高,勘探工作获得了很大的发展,该区目前已成为四川盆地近期勘探和开发的重点地区。截至1984 年底止,已查明地面背斜构造80 个,潜伏构造41 个,并已钻探背斜35 个(其中潜伏构造16 个),向斜地区2 个;获气田13 个,含气构造9 个(大池干井、板桥、亭子铺、四合场、统景、明月场、新市、石宝寨、龙潭);钻井总数为320 口,其中获气井有193 口。

川东气区的构造圈闭多,是本区天然气勘探的一个优势。钻探的实践说明,目前获得的气田和含气构造都位于低背斜(包括潜伏构造)及高背斜带的次一级圈闭中,包括 8 种构造圈闭类型:① 宽向斜中地表出露香溪群以新地层的低背斜,如卧龙河、福成寨、四合场等;② 半背斜和断鼻构造,如张家场、板西等;③ 反背斜构造,如亭子铺、石宝寨等;④ 主体构造转折部位的断鼻构造,如沙罐坪、明月场、相东、座洞岩等;⑤ 与主体构造以断块相隔的潜伏构造,如高峰场、关圣场、火石梁等;⑥ 梳状高背斜倾没端的次高点和潜伏构造,如麦子山、麦南、万顺场、咸隆等;⑦ 主体构造翼部梯状断裂系里中、低断块,如统景、板东等;⑧ 倾轴断层下盘的高部位,如南门场的乌山坎、七里峡西等。

除构造圈闭外,近年来还发现了地层圈闭和白云岩岩块圈闭的类型。

川东气区已发现 7 套14 个产气层,现由上而下简述于后。

第 1 套为香溪群(Th),时代为上三叠世,由砂岩夹页岩和薄煤层组成,厚度为 400 米。目前已在卧龙河气田获得工业气流,产层埋深400 ~ 700 米,是一套很有希望的浅气层。

第 2 套为中三叠统雷口坡组(Tr),由含泥质白云岩和石灰岩夹硬石膏组成,厚度为 500 米,向鄂西变为以紫红色泥岩和砂岩为主的巴东组。在本区的西侧华蓥山至卧龙河一带,白云岩含泥质较少,粒屑结构增多,储集性能变好。卧龙河气田有少数井在雷一$^2$层和雷一$^1$层获得了工业气流。受印支期剥蚀作用影响,本组厚度自北东向南西变薄,在华蓥山一带仅厚百余米,到重庆以南已无保存。

第 3 套为下三叠统嘉陵江组(包括$Tc_2^5$—$Tc^1$的7个气层),是川东气区重要产气层系之一。为石灰岩、白云岩和石膏的组合,局部有盐岩存在,厚度为600 ~ 800 米。石灰岩、白云岩和石膏(及盐岩)相间,组成多个储盖组合。

第 4 套为下三叠统飞仙关组(包括 $Tf^1$、$Tf^3$ 2 个气层),由石灰岩与紫红色泥岩组成,厚度为 400 米。纵向上可分 4 段,飞一段和飞三段以石灰岩为主,普遍见鲕粒、砂屑等结构,并有白云岩化现象,是产气层;飞二段和飞四段以泥质为主,为盖层。由西向东石灰岩增加,泥质岩减少,至鄂西渐变为薄层石灰岩。

第 5 套为上二叠统长兴组($P_2^2$),为一套含生屑的泥晶—粉晶灰岩,厚度为 80 ~ 150 米。目前已发现礁型白云岩和缝洞型两类储集层,飞仙关组是其盖层。

第 6 套为下二叠统茅口组($P_1^3$),为一套生物灰岩,厚度为 200 ~ 250 米。顶部受东吴期的剥蚀,自东而西剥蚀加剧,其顶部的阳三$^4$层残存不多。产气层主要位于中上部的阳三$^2$—阳三$^3$层($P_{1\,2}^{3}$— $P_{1\,3}^{3}$)中。

第 7 套为中石炭统黄龙组($C_2$)。它是超覆在泥盆系和志留系之上的一套白云岩夹石灰岩层,富含蓝绿藻和生物碎屑,膏溶角砾岩分布普遍,溶蚀孔、洞和裂缝发育,是川东气区的一个高产气层。顶部由于受到剥蚀,各处残余的厚度不一,一般在 6 ~ 44 米。盖层为下二叠统梁山组。

川东气区的气田都具有多产层的特点。据已获得的13个气田统计，其产层多则12个，如卧龙河，少则2个，如沙坪坝，平均每个气田有产气层4.5个。

**一、石油沟气田**

石油沟气田位于重庆市以南，属巴县和綦江县所辖，因地面沟溪有油苗而得名。1937年潘钟祥、彭国庆作了背斜北端1∶5万构造图，并拟定了巴1井和巴2井井位；1938年杨博泉作1∶2.5万构造图。1954年西南石油地质处111队对该区重新进行了1∶5万地质详查，1972年做了地震详查。石油沟气田是第一个使用旋转钻钻探的气田。1937年11月6日开始钻探巴1井，到1939年11月钻至井深1402.2米处完钻，在嘉五段地层中发现低产量的天然气流（日产0.5万立方米）。1941年12月21日至1943年2月11日又钻了巴2井，当时完钻井深为1002.01米，未钻穿嘉陵江组气层。1955年以后，对该井又两次加深钻探，1956年8月2日完钻井深为1725米，层位是飞四段。新中国成立之前仅有巴1井生产少量天然气，1939～1949年累计产气量为418.26万立方米。1955年以后，对该气田再次开展了钻探工作，到1984年底，共完钻井25口，加上巴1井和巴2井，共27口。其中以巴34井最深，井深为2992.35米，钻达层位是阳三$_2$。27口井中获气的井有12口，气井成功率为44%，有嘉五、嘉四$_3$、嘉三、嘉二$_2$、飞仙关组和长兴组等6个气藏。至1984年底，该气田累计产气19.48亿立方米。此外还在上三叠统（香溪群）见到天然气流。

石油沟背斜呈似梳状，狭长而不对称，东缓西陡。地面构造完整，核部出露侏罗系自流井群。上下构造基本符合，但地腹断层多（图10－3），高点南移（表10－2），二叠系构造相当复杂。

**表10－2 石油沟气田构造数据表**

| 制图层 | 轴向 | 闭合面积 (km²) | 长轴 (km) | 短轴 (km) | 闭合度 (m) | 两翼倾角 | | 断层条数 | 上下构造符合情况 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | | | 西翼 | 东翼 | | |
| $J_c^2$底 | 近南北 | 156.2 | 37.2 | 5.0 | 1100 | 16°～46° | 15°～30° | 1 | 上下构造符合较好，二叠系构造高点向南移动2.5公里 |
| Tc顶 | 360°～330°～340° | 52.5 | 38.0 | 3.8 | 900 | 30°～42° | 15°～30° | 18 | |
| Tf顶 | 360°～330°～345° | 47.5 | 38.0 | 3.4 | 1600 | 25°～40° | 15°～35° | 3 | |
| $P_2$顶 | 360°～338°～345° | 45.0 | 38.0 | 3.4 | 1600 | 25°～40° | 15°～35° | 33 | |
| $P_1$顶 | 360°～330°～340° | 40.0 | 38.0 | 3.1 | 1400 | 25°～40° | 15°～35° | 33 | |

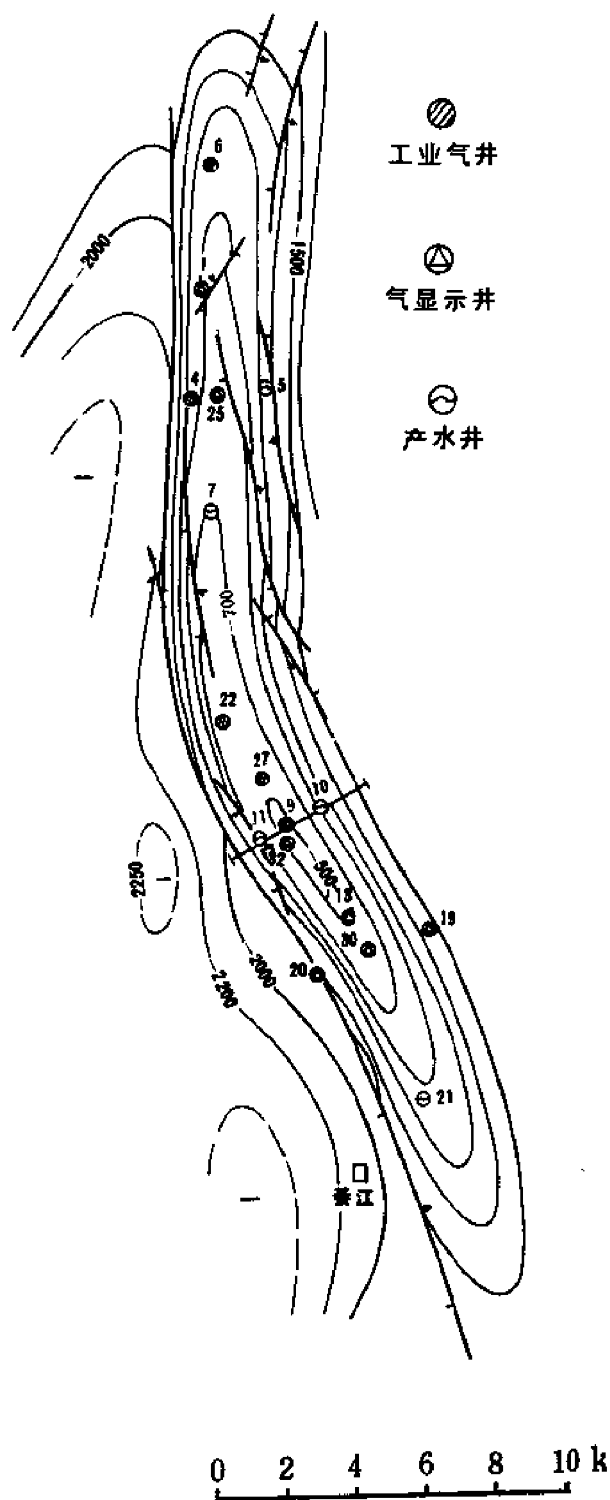



图 10－3 石油沟气田嘉陵江组顶面构造图

石油沟气田钻探的目的层为三叠系和二叠系，平均埋深约2500米。上三叠统（香溪群）砂岩局部含气，未形成工业气藏；中三叠统雷口坡组缺失；嘉陵江组厚700米，由石灰岩、白云岩与硬石膏相间组成，是气田的主要含气层系，目前已发现嘉五、嘉四、嘉三和嘉二等4个产层。嘉一段在相邻的东溪气田产气，本气田在翼部的几口井测试仅产少量气和地层水、顶部地区的井未彻底测试，现尚难作出为非气层的结论。飞仙关组厚度为500米，为工业性气藏；上二叠统厚度为200米，长兴组为工业气藏；下二叠统厚度为400米，在该气田内产大量的地层水，未获工业气流。气藏在纵向上的分布如图10－4所示。

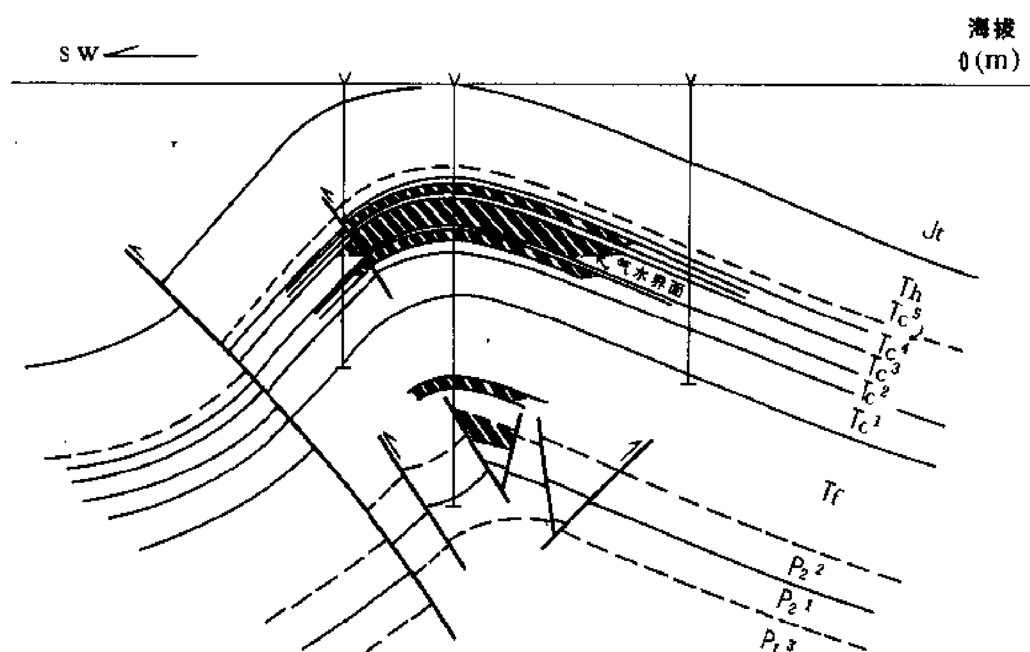



图10－4 石油沟气田横剖面图
（剖面位置见图10－3）

*1.* 嘉五$^1$气藏($Tc_1^5$)

该储集层厚25米，由石灰岩夹白云岩组成，其中多孔白云岩夹层的孔隙度可达5～6%，是主要的储渗层段，但其横向分布不稳定。嘉五$^1$气藏只获得1口气井(巴1井)，原始地层压力为113.76巴，1941年投产，初期日产气量为500～1000立方米；至1961年底暂时封闭，当时套压已降到13.73巴，累计产气量为395.2万立方米；关井到1966年3月套压回升至63.7巴，于是又重新开井生产，间歇采气到1967年底，套压再降到9.8巴，每月产气9000立方米。1968年2月底起未再记录采气资料；仅生产少量气供看井人生活所用。1968年12月7日井口压降为零，停止产气，该气井共采气27年，累计产气为418.26万立方米，产油3.038吨，产地层水58.8立方米。此外巴27井在钻进中曾遇良好的显示。

2. 嘉四$^3$气藏($Tc_3^4$)

储集层由白云质灰岩及白云岩组成,厚度为15米,孔隙度一般在1%左右。有气井2口(巴27、29井),都分布在背斜顶部,且相互连通。巴29井于1967年12月测试,日产气11.83万立方米、日产水2.8立方米,最高关井压力为74.6巴。1969年2月24日投产,初期日产气7～10万立方米,1972～1974年下降到日产4～6万立方米。1976年以后改为间歇生产。巴27井于1978年10月开井生产,1979年7月停产,实际上只采气3个月。至1984年底,全气藏累计产气14991.8万立方米,累计产地层水3223立方米。

3. 嘉三气藏($Tc^3$)

它是石油沟气田的主力气层,厚度为140～150米,以石灰岩为主,顶部20～50米为白云岩。石灰岩的平均孔隙度为1%,白云岩平均孔隙度为2%,最高可达7.34%。纵向上石灰岩向白云岩的过渡带常出现具有强烈溶蚀的灰质白云岩或白云质灰岩,外表有的象炭渣,有的呈土状或似白垩,故常称为炭渣状或土状白云岩。嘉三段地层中溶蚀孔洞和构造裂缝都较发育,故它是主要的产气层段。横向上沿构造轴线分布,向翼部变为含膏质白云岩或膏质、白云质灰岩(图10－5)。据研究,它是海退序列中海水进退振荡频繁条件下的产物。白云岩、石灰岩和膏岩薄层(或条带)间互成层,或其中的一种或两种成斑状含于另一种主岩中。这些层段具有层理薄、岩性杂的特点,是储集层剖面中的脆弱带,容易被溶蚀和碎裂。在张应力强、受力集中的背斜轴部,裂缝发育,组成孔、洞、缝兼有的储渗体。钻遇这些层段时常发生钻具放空、恶性井漏和强烈井喷的现象,可形成高产量的气井。典型的例子是位于背斜高点的巴9井,1957年2月2日钻至井深1096.32米的嘉四$_1$层底部时,漏失洗井液62立方米,抢钻至井深1099.35米时钻具放空0.1米,再钻至1100.27米起钻36根后,发生强烈井喷。因井下喷出的钻具撞击井架着火,火焰高达120米,吼声振动山谷,5公里的半径范围内晚上被映照得如同白昼,500米内的房屋及树木颤动,初期畅喷量估计每日为500～1000万立方米。其后火焰高度降低,至4月21日仍高达60米,当日,采用在空中爆炸炸药的方法才将大火熄灭。失火78天共耗气8.07亿立方米,气藏压力损失了约一半。灭火之后压井修复,于1958年1月28日测试,日产气74.57万立方米(测试时的井底压力为33巴)。同年4月15日正式投产,至1984年底,该井累计产气15.597亿立方米。目前采用间歇生产,平均日产气量还有1.6～2.3万立方米,关井压力为6.3巴。该气井已采气26年,尚未产地层水。

除巴9井外,嘉三气藏还有巴3、巴8和巴22等3口气井,都沿构造轴线分布,且相互连通,为同一压力系统。而钻在背斜端部和翼部的井均为产水井和干井。巴22井于1960年12月1日投产,目前采用间歇生产的办法,月产气仅10万立方米;巴8、巴3井一直未投产,已封闭。

嘉三气藏属背斜圈闭类型,具边水,原始气水界面的海拔高度为－910米,未取得原始地层压力资料。

石油沟气田钻穿和钻达嘉三段的井共25口,其中测试了(包括中测和与邻层大段裸眼合试的井)17口井,获气井仅有4口,且主要生产井就1口(巴9井)。用1口井采出了全气藏90%以上的气,可见裂缝性气藏的非均质性很强,通过对嘉三气藏的钻探可说明裂缝性气藏的以下特点:

(1)裂缝发育局限于背斜轴部

由于嘉三气层岩块基质的渗透率很低,因而在钻进中有显示和测试中有产能的井段,很可

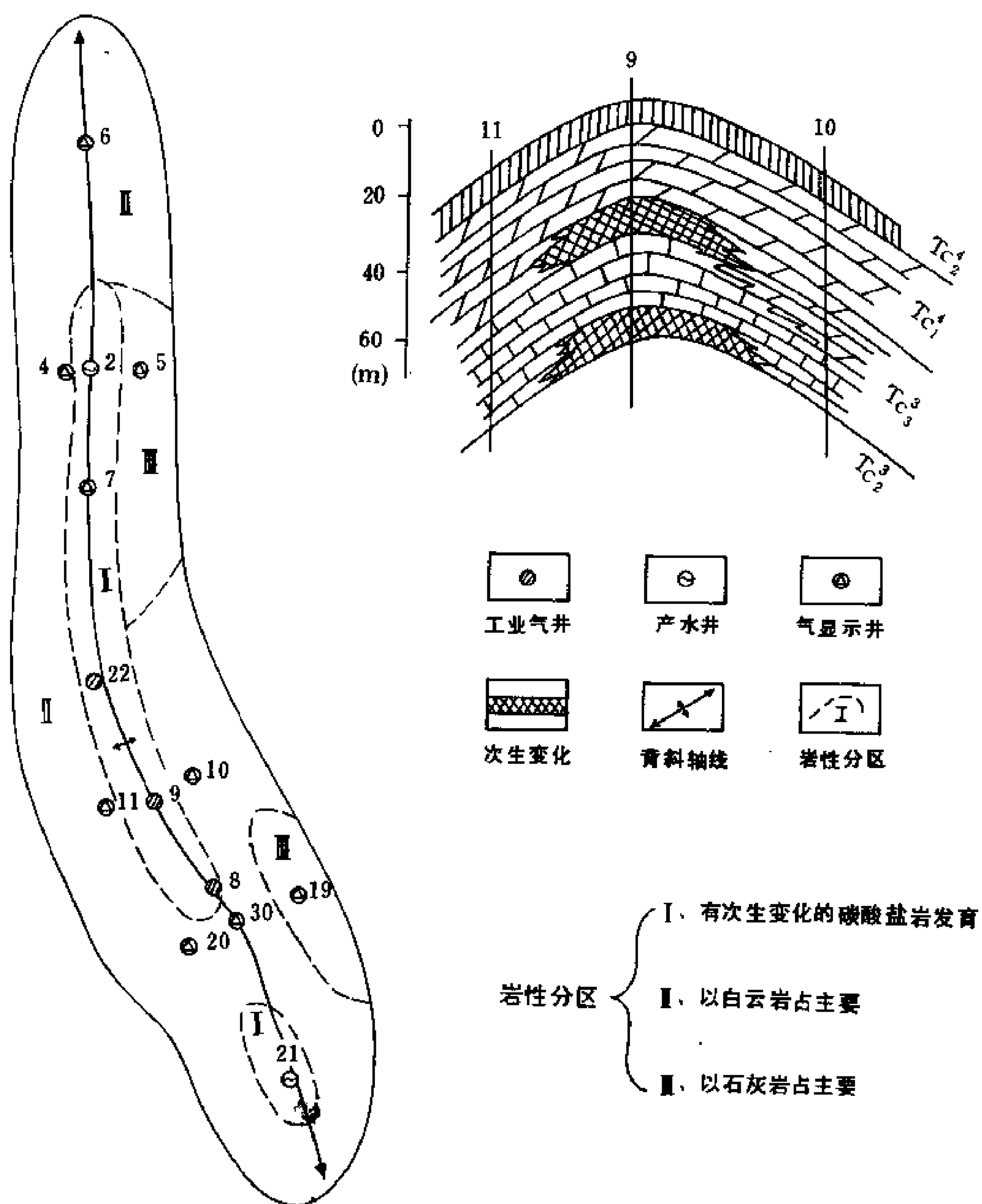



图 10－5　石油沟气田嘉三气层岩性与背斜部位关系图

（左图为岩性平面分区，右图为岩性横剖面）

能有裂缝发育。钻至嘉三气层有显示的井共有13口，全部沿轴线分布，有产能的井也只分布在轴线上。翼部所钻的井都是低产水井或干井，渗透性能差。

(2)轴部区缝洞的规模较大

钻进中的钻具放空、恶性井漏和强烈井喷等现象，是钻遇大缝大洞的表征，石油沟构造顶部各气井之间连通好，钻进中放空和漏失现象明显。巴9井失火之后，在轴部地区所钻的井基本上都发生恶性井漏，有的井钻具放空。最典型的是距巴9井之南的0.5公里处的巴33井，原设计为二叠系探井，比巴9井晚钻10年，当钻至$Tc^4_1$～$Tc^3_2$顶部层位时，先后发生两次钻具放空现象(分别为0.37米和0.93米)，总计漏失清水1977立方米、泥浆18立方米，堵漏共用了水泥1953袋、泥球2111个、砖块120块、水玻璃3.2立方米、氯化钙675公斤，历时4个月才基本堵住；往下钻时，又发生漏失，因堵漏无效才被迫在上部注水泥封闭。由此可见缝洞规模之大。轴部各气井之间，特别是背斜顶部的巴22—9—8井区连通良好，说明这类背斜的主要裂缝是纵张缝，从地面裂缝调查中也得到证实。

从对嘉三气藏开采阶段的(表10－3)分析来看，随着时间的推移，压力降落缓慢，单位压降采气量增加。气藏未见到边水进侵的影响，目前仍属于弹性膨胀气驱阶段。另外，压降储量曲线的尾端已有上翘的趋势，反映气藏中还有资源潜力存在。

**表10－3 石油沟气田嘉三气藏开采阶段划分表**

| 阶段 | 日期 | 年限 | | 阶段采气量 ($10^4m^3$) | 日平均产气量 ($10^4m^3$) | 单位压降产气量 ($10^4m^3$/bar) | 阶段压力降 (bar) |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | 年 | 月 | | | | |
| 畅喷及准备 | 1957.2.2—1958.4.15 | 1 | 2 | 84733.0 | 700± | 1400(估计) | 59 |
| 高产稳产 | —1966 | 8 | 8 | 51675.5 | 10－35 | 1570 | 26 |
| 递减 | —1976 | 10 | | 30761.6 | 8 | 1810 | 9 |
| 低压低产 | —1984(未完) | 9 | | 5680.6 | 2 | 2840 | 7 |

根据自流井气田嘉三气藏开采的经验，低压低产气井的寿命可长达几十年到一百多年，在低压低产阶段内仍可钻一些新井获得气流。利用多井开采的方法，还可采出数量相当可观的气。

*4.* 嘉二$^2$气藏($Tc^2_2$)

储集层为白云岩与石灰岩，孔隙度为1～3%，最高达14.81%，渗透率多小于$0.1\times10^{-3}$平方微米。获1口气井(巴31井)，初期测试日产气16.3万立方米。1970年5月投产，最高日产气量达18.5万立方米，该井于同年7月开始出水，产气量下降；1971年2月以后日产地层水达10～20立方米，日产气量仅为0.5～0.3万立方米，且不能连续生产，于1972年10月关井。从生产情况分析，地层水可能来自嘉二$^3$层，1976年修井堵水，但未成功，至1976年底，关井压力上升到131巴。气井的寿命只有2年，累计产气2755.8万立方米，累计产地层水4379立方米，看来地层中尚有潜能。

5. 飞仙关气藏(Tf)

储集层厚160米，主要为泥晶灰岩及含泥质灰岩，上部夹薄层鲕粒灰岩，属裂缝性储集层类型。气藏仅分布在背斜高点，只有2口气井(巴3、12井)。巴3井钻进中曾发生强烈井喷，测试证实为气水同产，日气产3.3万立方米，地层压力为173.81巴。该井于1964年2月9日投产，为间歇产气井，至1984年底，累计产气1351.2万立方米，累计产地层水7235立方米。巴12井也是一口间歇生产的低产气井，1966年9月投产，1980年底每月产气量仅有1000立方米，后将巴12井改为供应生活用气的井，累计产气460万立方米，累计产水16450立方米。

6. 长兴气藏($P_2^2$)

储集层为石灰岩及燧石灰岩，厚度为90米，岩性致密，属缝洞型的储集层。有2口气井(巴13、28井)，它们位于同一井场，分布在产层的构造高点。纵向上有4个产气层段，巴28井产层位于储集层剖面的顶部和下部，巴13井产层位于其上部，同一井场的巴34井在钻进过程中储集层的底部有很强烈的气显示。这3口井虽然距离都很近，但它们的产气(或显示)层位都不能对比，横向上不是同一的产气层段，表现出了极不均质的特性。从巴34井钻进中见地层水喷出和巴13井在生产中产地层水来分析，气藏的高度小于80米，是一个小气顶。巴13、28井分别于1966年1月和1967年9月投产，至1984年底，累计产气2303.9万立方米，累计产水5156立方米，目前仍间歇生产。

除上述的6个气藏外，还有香溪群(Th)砂岩含气层，巴32井测试日产气量为5.63万立方米，后来因投产后产量和压力下降很快而被封闭，总共产气仅23.5万立方米。

石油沟气田是一个老气田，勘探早期由于对裂缝性和多产层的特点认识不足，采用十字剖面法布井，结果在背斜翼部和端部的探井全部落空；60年代又采用丛式布井法，在同一井场以先浅后深的方式打了多口专层井。许多后期的深井在钻进的过程中由于洗井液大量漏失，对已开采的上部气层造成了污染，有的探井则因卡钻而被迫报废，气井的成功率为44%，实际投入开采的井只有8口(其中包括低产气井2口)，占总井数(27口)的30%。据对27口井的统计，钻进中有直接油气显示的共42井层，有钻具放空、井漏等间接显示的共25井层，合计67井层；而获得工业气流的仅16个井层(包括测试获得的气层)，其余的51个显示井层是可能的潜在气层，但由于探井部署不合理，井身质量差，给挖潜带来了困难。此外由于放空的气量(包括巴9井失控的耗气量)占了总产量的37%，因而本气田钻探的经济效益是相当低的，平均每钻1口井所得到探明储量小于1亿立方米。

**二、东溪气田**

东溪气田位于重庆市以南的綦江县境内，1938年发现地面构造，1954年作1∶5万地质详查，1971年进行1∶5万地震详查。1955年10月开始钻探，1956年10月在东1井发现嘉三气藏。到1984年底共完钻井23口，最深的东21井井深为2520米，在下二叠统阳三$^3$层($P_1{}^3{}_3$)完钻。钻达最老地层的井是东24井，钻入志留系完钻，井深达2407米。目前共有获气井17口，气井成功率为73.9%。发现了嘉五$^3$、嘉五$^2$、嘉五$^1$、嘉四$^3$、嘉三、嘉二、嘉一、阳三等8个气藏。至1984年底，该气田累计产气26.77亿立方米。

东溪背斜呈北北西向展布，核部出露地层为侏罗系自流井群，只有一个高点。地面构造无断层，地腹断层也很少，所钻的23口井只发现了一个断点(东24井的$Tc^3$，断距约50米)，上下构造符合程度很高(表10-4)。二叠系以上的构造属同斜褶皱，西翼有一条断层，为一似梳状短轴背斜(图10-6)。

表 10－4 东溪气田构造数据表

| 制图层 | 轴 向 | 闭合面积 ($km^2$) | 长轴 (km) | 短轴 (km) | 闭合度 (m) | 两翼倾角 | | 断层条数 | 上下构造符合情况 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | | | 西翼 | 东翼 | | |
| $Jc^2$底 | 北西 | 47.5 | 15.2 | 4.0 | 650 | 14°～41° | 14°～23° | 0 | 符合性良好 |
| Tr顶 | 345°～330° | 59.0 | 18.5 | 4.0 | 700 | 33° | 24° | 1 | |
| Tf顶 | 345°～330° | 51.0 | 17.5 | 3.6 | 710 | 33° | 25° | 2 | |
| $P_2$顶 | 345°～335° | 44.0 | 16.5 | 3.3 | 690 | 30° | 24° | 2 | |
| $P_1$顶 | 345°～335° | 40.0 | 16.5 | 3.2 | 645 | 30° | 24° | 5 | |

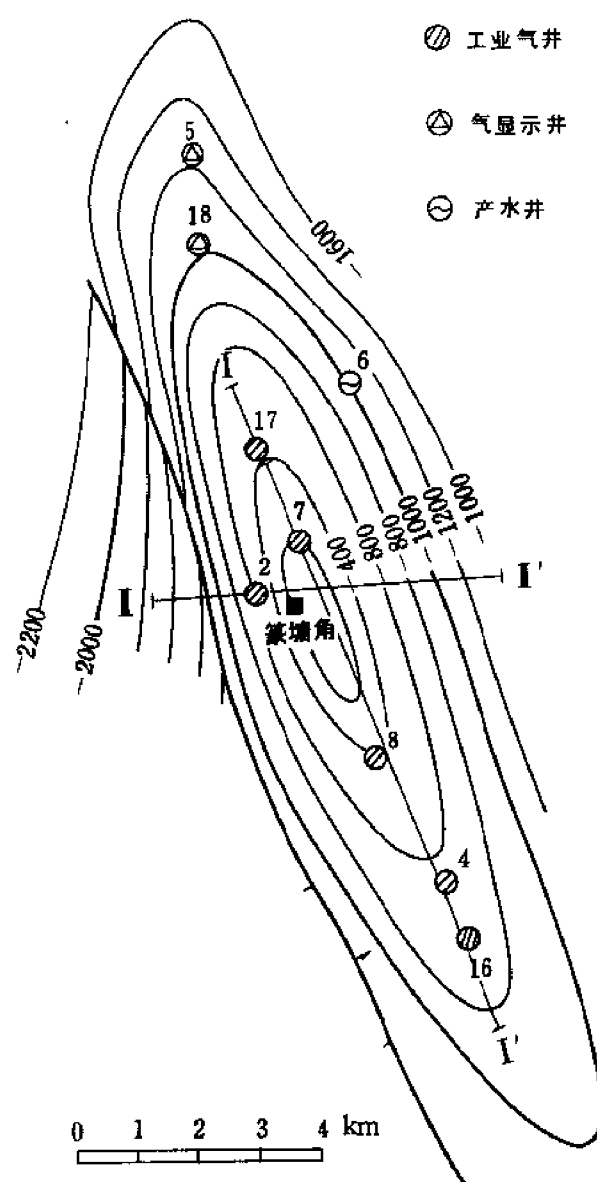



图 10－6 东溪气田嘉陵江组顶面构造图

东溪气田具有多产层叠置的特点，气层主要集中于下三叠统嘉陵江组，嘉陵江组和雷口坡组是局限浅海—蒸发盐湖相的沉积，岩性为石灰岩、白云岩与硬石膏互层，在东溪气田厚700余米，自下而上可细分为7个半由石灰岩、白云岩及硬石膏组成的小旋回（图10－7）。中下部主要为泥晶灰岩，生油条件好，其中所夹的粗结构灰岩及质纯的泥晶灰岩或白云质灰岩，次生空隙发育，是较好的储集层；在上部，粗结构灰岩及白云岩较集中，是主要储集层段；硬石膏是良好的盖层，最上部的嘉五$^{3}$气藏则由雷口坡组的泥质白云岩和香溪群底部的泥质岩层所覆盖，共组成8个生储盖组合（图10－7），目前已有7个组合发现工业气藏（图10－8）。

除嘉陵江组的7个气藏外，还在下二叠统发现了阳三气藏。这8个气藏的特征各不相同，地层压力和流体性质也有明显差异（表10－5），这说明气藏之间的分隔条件良好。

**表10－5　东溪气田气藏特征对比表**

| 气藏名称 | 储集单元厚(m) | 盖层厚(m) | 压力系数 | 天然气中的酸性气体($g/m^3$) | | 地层水特征 | | | 备注 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | $H_2S$ | $CO_2$ | 水型 | $Cl^-$ (mg/L) | 矿化度(g/L) | |
| $Tc^5_3$ | 50 | 0～100 | 0.70 | 2.20 | 2.30 | $Na_2SO_4$ | 2188 | 7.44 | 东6井水样 |
| $Tc^5_2$和$Tc^5_1$ | 25 | 70 | 1.20～1.30 | 5.44 | 1.58 | $Na_2SO_4$ | 2594 | 8.33 | 东12井($Tc^5_2$)水样 |
| $Tc^4_3$ | 12 | 80 | 1.51～1.75 | 13.83 | 1.46 | | | | |
| $Tc^3$ | 140 | 20 | 1.14～1.35 | 14.53 | 2.55 | $Na_2SO_4$ | 7722 | 15.91 | 东4井水样 |
| $Tc^2$ | 40 | 10 | 1.50～1.68 | 4.23 | 2.22 | $MgCl_2$ | 17718 | 34.72 | 东17井水样 |
| Tc | 200 | 15 | 0 | 0.11 | 0.65 | $CaCl_2$ | 16103 | 29.97 | 东20井水样 |
| $P_1^3$ | 150 | 100 | 2.00± | 0.21 | 1.53 | $Na_2SO_4$ | 10371 | 18.12 | 东22井水样 |

现对该气田的8个气藏由上而下分别简介于后。

*1. 嘉五$^{3}$气藏（$Tc^5_3$）*

储集层由石灰岩夹白云岩组成，厚度为73～107米，在背斜的北端储集层的上部受到剥蚀。由于石灰岩和白云岩的泥质含量一般都较高，孔隙和裂缝都不太发育，故有效的储集岩只限于具溶孔的鲕粒灰岩（或白云岩），它们在剖面中呈透镜状分布。盖层为雷口坡组的泥质白云岩夹硬石膏层，由于受印支期的剥蚀作用，厚度变化很大，在背斜南段的残余厚度为80～120米，背斜中段的残余厚度为10～30米，背斜北段则全部被剥蚀（图10－9），故盖层条件并不理想。

钻穿或钻达本层的井共有23口，但其中在本层内有油气显示的井只有5口，产气井只有1口（东15井）。东15井位于高点以南的长轴上，测试日产气量为35.1万立方米，原始地层压力为82.4巴。该井于1970年6月投产，初期以每日8～13万立方米的产气量进行间断性开采，同年9月产地层水，实际生产的时间不到1个月。出水后产气量大幅度地降低，每月只能产气1000立方米左右，1972年停产，累计产气321.1万立方米。经分析，气藏内尚有潜力，故于1976年修井，因未成而封闭。

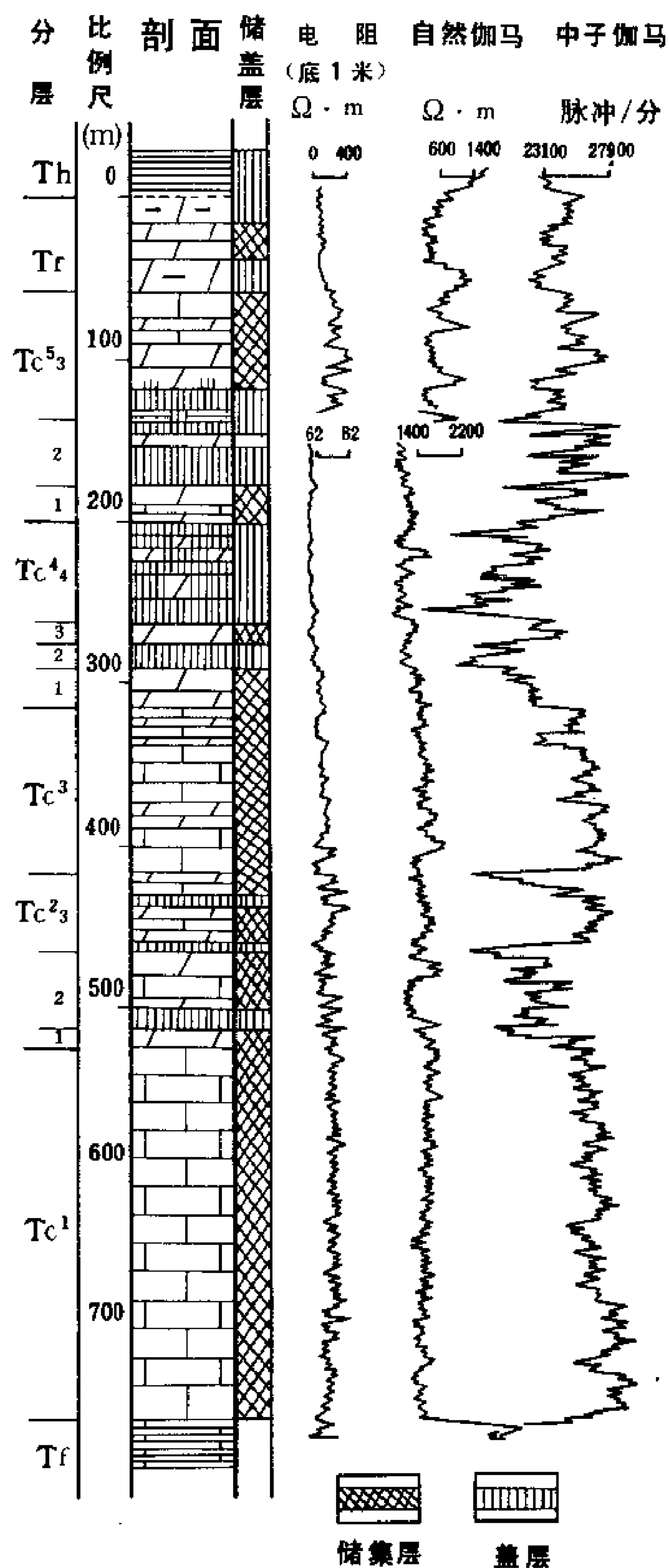



图 10－7 东溪气田嘉陵江组和雷口坡组柱状剖面图

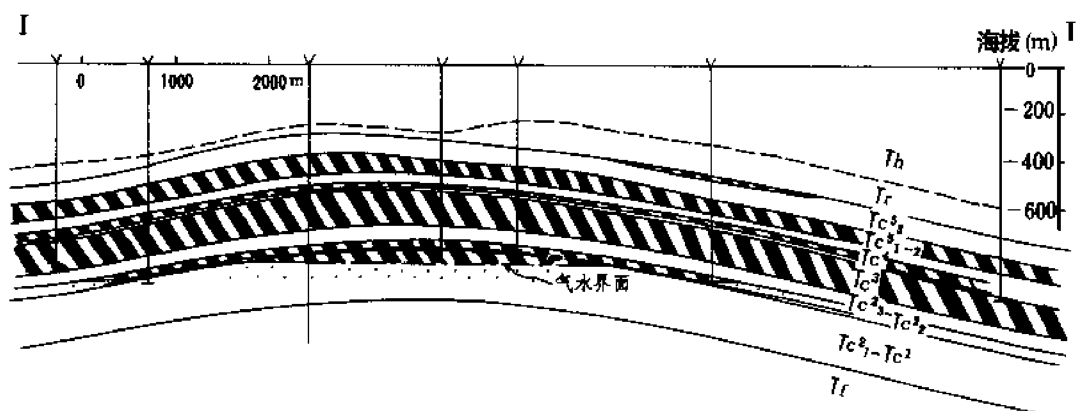



图 10－8　东溪气田纵剖面图

（剖面位置见图 10－6）

东 15 井气藏的范围不大，是一个悬挂式的岩性气藏。因为在背斜顶部的东 13 井和东 22 井都产地层水，并且比东 15 井产气层的海拔分别高出 145 米和 173 米，说明虽同属嘉五$^3$层，但气层和水层之间互不连通。气藏的有效储集层为透镜状，它的北端不超过东 22 井即上倾尖灭，南部边界目前尚不清楚。东 16 井在钻进中有井涌和井漏显示而又未见地层水，看来可能为一气层，但是否与东 15 井连通则有待于进一步的工作去查明。

东 15 井气藏的地层压力较低，压力系数只有 0.7，这可能与保存条件较差有关。从地层水中的 $Cl^-$ 含量和矿化度都相当低的特点看来，也说明封闭条件较差，显然与盖层的质量差及储集层北端受到侵蚀有关。

在嘉五$^3$层内这种小透镜状岩性气藏可能不止一个，除东 15 井气藏外，在背斜的南段可能还有新的气藏存在。

2. 嘉五$^2$气藏（$Tc^5_2$）

储集层由白云岩和硬石膏组成，厚度为 35 ～ 50 米，其中白云岩厚20 ～ 30 米，属裂缝性储集层，盖层为上部的硬石膏层。进行过单层测试的井只有东12 井，日产气43.6 万立方米、日产水1.24 立方米，地层压力为91.6 巴，压力系数为1.17。1966 年10 月14 日投产，1967 年9 月产出地层水，为1 口气水同产井。到1984 年底，累计产气14769.4 万立方米，累计产水2898 立方米。目前日产气量为2 ～ 3 万立方米，日产水量为2 ～ 3 立方米，地层压力为20 巴左右。南轴的16 井也产地层水，看来水较活跃。因资料有限，气水分布情况还不清楚。

3. 嘉五$^1$气藏（$Tc^5_1$）

是本气田的主力气藏。储集层由石灰岩及白云岩组成，厚度为 20 ～ 25 米，具溶孔的白云岩和石灰岩是主要的储集岩，分布在储集层的上部和下部。岩芯分析（气体法）得出的孔隙度一般为 4 ～ 7%，最高达 17.09%；但基质渗透率很低，产气主要靠构造裂缝。获气的井有 4 口，其中分布在高点和北长轴上的有 3 口（东 3、9、10 井系统），生产中相互连通。至 1984 年底，此系统累计产气 6.04 亿立方米。东 3 井 1981 年因水淹而停产，与东 3 井同一井场的东 10 井至今仍未见水，据水性资料对比，东 3 井的地层水主要是香溪群的水层沿套管壁下窜。位于南端的东 16 井是另一个独立的小系统，气、水同产，地层水可能来自其上的嘉五$^2$层（$Tc^5_2$ ～ $Tc^4_4$ 大段试油）。

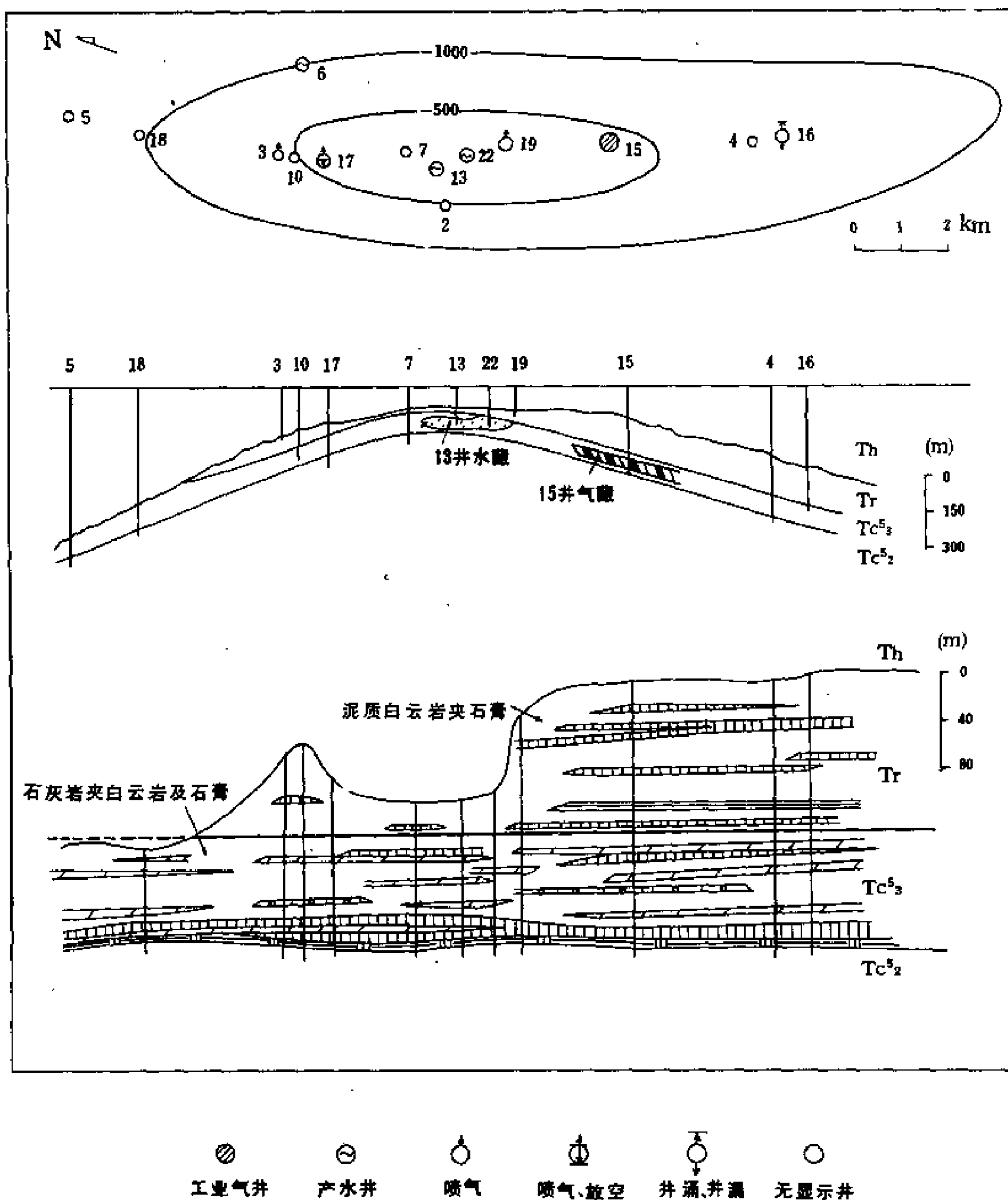



图 10－9 东溪气田嘉五$^3$气藏综合图

（上图为构造图、中图为气藏纵剖面图、下图为岩性剖面图）

嘉五$^1$气藏的地层压力系数在 1.3 ～ 1.6 之间，属超压型气藏。在构造范围内的多数探井有着良好的油气显示，未发现明显的地层水，含气面积大，尚有潜在储量和产能存在。

4. 嘉四³气藏($Tc^4_3$)

储集层厚度为9～14米，由石灰岩及白云岩组成，特点与嘉五¹层相似。致密的石灰岩和白云岩的孔隙度(气体法)一般为1%左右，有孔白云岩和石灰岩一般为5～8%，最高达18.31%。据测井和岩芯分析，储集层有效厚度只有1～3米，横向连续性差。获工业性气流的井有2口(东11、13井)。东11井的原始地层压力为140.04巴，自1966年10月6日投产以来，平均日产气量为2.5万立方米；目前地层压力为60巴左右，日产气1.5万立方米；至1984年底，累计产气1.37亿立方米。此外，在构造西翼的东2井，1960年射孔测试日产气0.39万立方米，未见地层水，因水泥塞封隔不好，嘉三段地层水上窜，气层被水淹，故一直未投产。东2井产层的海拔比位于构造顶部的东11井低222米，由此分析，气藏高度较大。根据对所钻井的统计表明，钻穿或钻达此层的井有油气显示的占总钻井数的一半，在背斜范围内可能还有天然气资源潜力可挖。

5. 嘉三气藏($Tc^3$)

储集层包括嘉四¹和嘉三，厚度为130～140米，顶部为白云岩，其下为石灰岩，产层段分布在上部的40～50米中。取出的岩芯中见有溶孔分布不均的有孔白云岩，并有张开立缝，这是主要的储集岩层。

产气井有5口，分属两个连通系统。东1井系统在构造的顶部区，包括东1、8、14、17井，井采中相互连通，生产过程中一直未见地层水。原始地层压力为147.87巴，压力系数为1.14～1.35。从1956年11月投产，至1984年底，累计产气10.83亿立方米，目前地层压力为30～40巴，东1、14、17、8井的日产气量分别为2.3、2.1、0.5和0.3万立方米。

东4井系统位于背斜南端，生产中与东1井系统互不干扰。与东4井相距500米的东16井，原为1口钻$Tc^3$的气井，生产中与东4井连通，后封堵转为采嘉五¹层的气井。目前对东4井系统的连通范围还不清楚。至1984年底，该井累计产气1.147亿立方米；原始地层压力为146.3巴，目前已降到40巴左右，日产气量为0.6～1万立方米；1975年以后，该井气水同产，从水的性质和气水生产特点分析，属同层水。

6. 嘉二²气藏($Tc^2_2$)

储集层厚度为20米左右，上、下部为白云岩，中部为石灰岩，两者厚度大致相当，产层主要是薄层针孔白云岩，其孔隙度可达6%；盖层为嘉二³下部的硬石膏层，厚4～6米；底层为嘉二²底部的硬石膏层和泥岩层，厚6～16米。产气的井有2口(东7、19井)，它们均分布在背斜顶部，彼此相距2.2公里。东7井的产层位于储集层的上部，海拔为－745米；东19井的产层则位于储集层的下部，海拔为－760米。在开采过程中两井互不连通，是两个独立的系统。东7井系统，原始地层压力为154.19巴，压力系数为1.5。1960年1月投产，1975年以前日产气量为6～8万立方米，1976年以后产量开始递减，到1984年底的日产气量为1.7万立方米，地层压力已降到30巴，累计产气3.33亿立方米，未见地层水。东19井系统的原始地层压力为177.8巴，压力系数为1.68，1971年5月投产，1975年底日产气量为11～20万立方米，其后逐年递减，1984年底日产气量为2.3万立方米，累计产气4.06亿立方米，也未见地层水。

嘉二²气藏储集层的厚度虽然不大，但储集层性能较好，地层压力高，单位压降采气量可达400多万立方米。从目前所钻的井均未见地层水来分析，气藏的面积相当大，除了已发现的两个系统之外，可能还存在有新的裂缝系统。

7. 嘉一气藏($Tc^1$)

储集层厚度为200米，以石灰岩为主，顶部为白云岩，主要产层分布在储集层剖面的中

部及上部。钻穿和钻达本层的井共有8口，其中进行了测试的井有2口，获气井有1口(东20井)。东20井位于背斜顶部，是1口超高压的高产气井，1974年5月钻达井深1120.59米(储集层顶部59米)时，发生了强烈井喷，气柱高达60～80米，井口失控，气体大量喷出，28天共喷出天然气1.3亿立方米。初期日产气量约为400万立方米，原始地层压力为216巴(推算)，压力系数为1.96。经抢险控制井口投产后，日产气70万立方米，投产2个月后补下套管，日产气降至20～30万立方米，以后地层水增多，因而进行间歇生产，至1976年初停产。实际生产时间只有300多天，累计产气2.02亿立方米(包括放空量和窜失量)，累计产地层水660722立方米。

在背斜顶部钻达此层的井都有强烈的气显示并有钻井液漏失和钻具放空现象，说明轴部地区是一个大缝大洞发育的地带，但缝洞发育部位高低不一，非均质性很强，横向上难以对比(图10－10)。

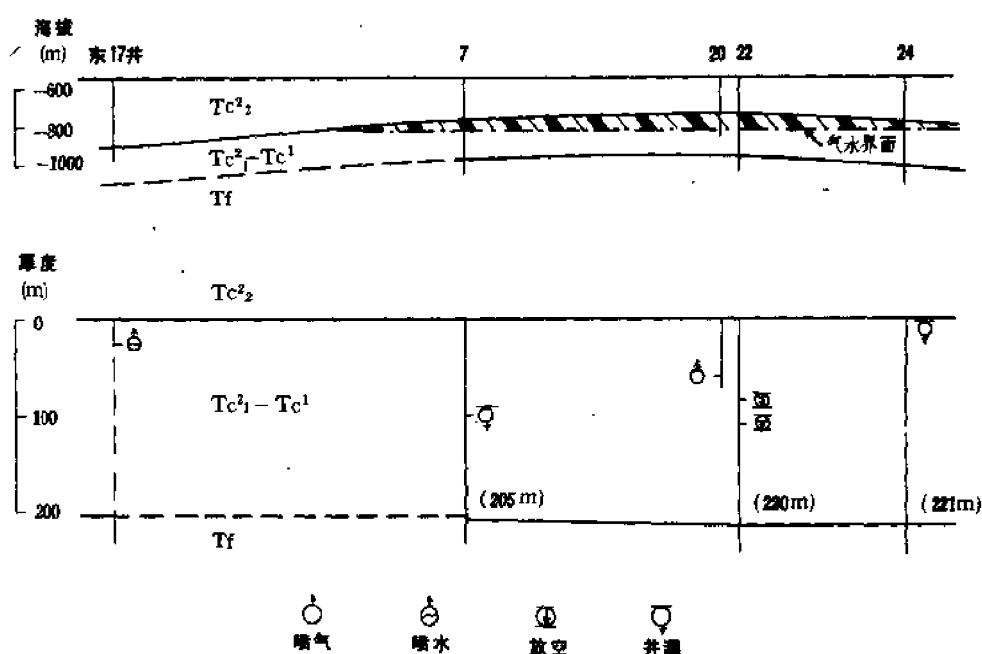



图10－10 东溪气田嘉一气藏纵剖面图(上)及产层位置图(下)

据钻井资料分析，气藏仅限于轴部地区1～2平方公里的范围内，气藏高度不超过100米(图10－10)，为一个底水衬托的小气顶。从后期日产水量随着地层压力递减而越来越少的情况看，地层水并不活跃，气井水淹可能主要是由于底水锥进所造成。

8. 阳三气藏($P_1^3$)

储集层厚度为180米，岩性为生物灰岩，致密、基质孔隙度很低，有效储集空间是裂缝和溶洞；盖层为上二叠统龙潭组含煤地层。钻入本层的4口井有3口产大量的地层水，单井日产水量均大于1000立方米，最高者大于11000立方米；只有1口井(东22井)气水同产，测试的日产气量为16.4万立方米，日产水量为15立方米。产层主要在储集层的上部(图10－11)，气层压力为382巴左右，压力系数为2.0，为一超高压气藏。气藏仅局限于构造顶

部，气藏高度不超过 50 米(图 10－11)。东 22 井于 1975 年底投产，日产气 16 万立方米，日产水 3～ 4 立方米，以后产水量逐渐上升，仅产气半年即被水淹，累计产气 1786.5 万立方米，累计产水 3757 立方米。

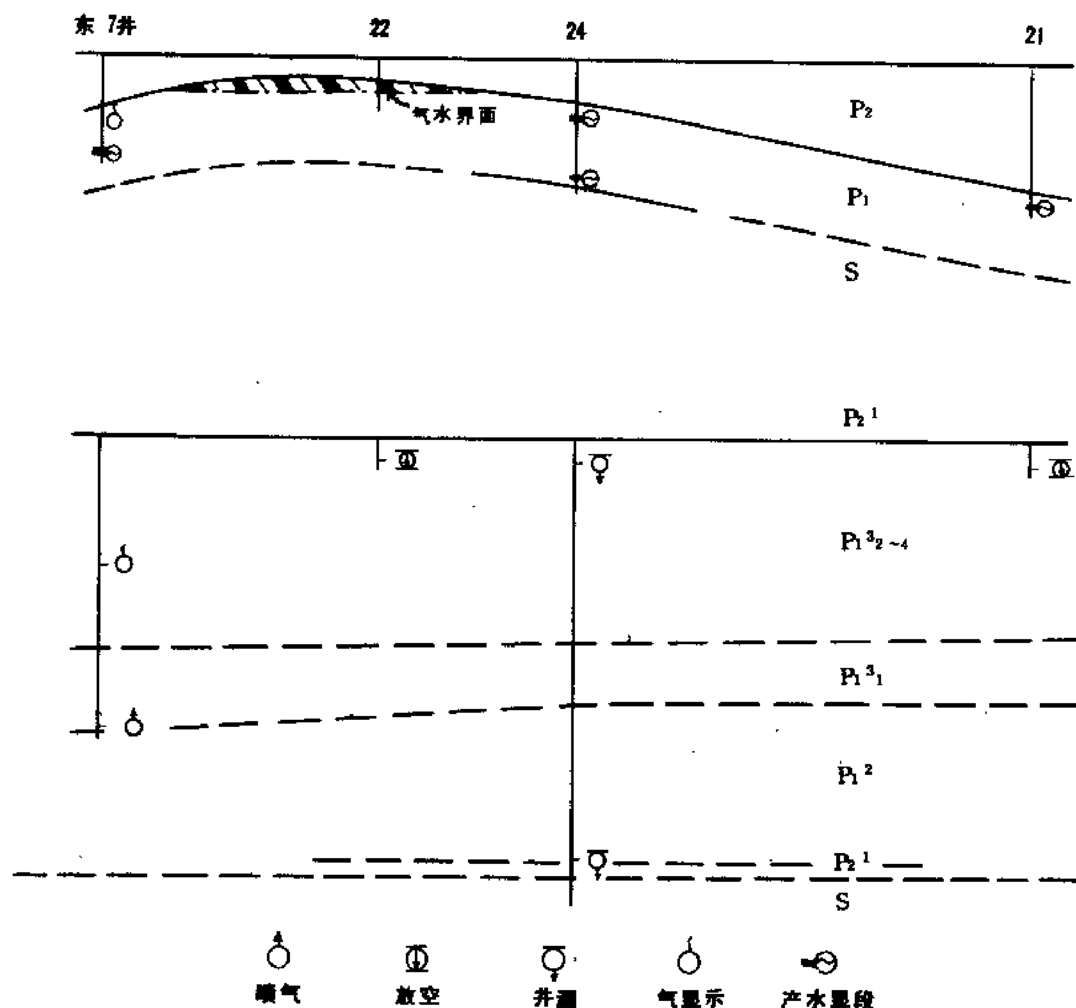



图 10－11 东溪气田阳三气藏纵剖面图(上)及产层位置图(下)

### 三、卧龙河气田

卧龙河气田位于长寿县和垫江境内，构造位置在川东褶皱带明月峡高陡背斜东侧，是一个低背斜。1957 年进行1 :20 万石油地质普查时发现了该构造，1958 年作1 :5 万构造地质细测，次年1 月开始钻探卧1 井，同年3 月发现嘉五气藏。初期的探井多沿构造长轴进行钻探，1967 年开始进行地震详查，井逐渐向构造翼部甩开钻探。为了查明地下构造情况，1967 ～1983 年间曾作过6 次地震详查和补充详查。至1984 年底，共完钻了81 口井(包括2 口浅井)，其中获气的井有70 口，气井的成功率为86.42%。共发现香溪、雷一$^2$、嘉五$^2$—嘉五$^1$—嘉四$^3$、嘉三、嘉二$^3$、嘉二$^2$、嘉一、长兴、阳三、中石炭统等 10 个气藏，并对其中的8 个气藏(除嘉二$^2$和嘉一外)计算了天然气储量。该气田从1973 年开始采气，至1984 年底累计产气 93.29 亿立

方米。

卧龙河气田的地面构造形态为两翼不对称的箱状背斜，西陡东缓，轴线近南北向，呈略向北西突出的"弓"形。地面高点在冷家槽附近，出露侏罗系自流井群；地腹构造较复杂。背斜轴线向缓翼偏移，到阳新统底面背斜的轴线向东偏移了约 350 ～ 360 米，背斜形态变为梳状。中小断层集中发育在背斜轴部的三叠系中，并呈地垒式将背斜轴部抬起(图 10－12)，大断层主要发育在背斜陡翼，由上三叠统断至志留系，最大断距近 1000 米，延伸长度在 38

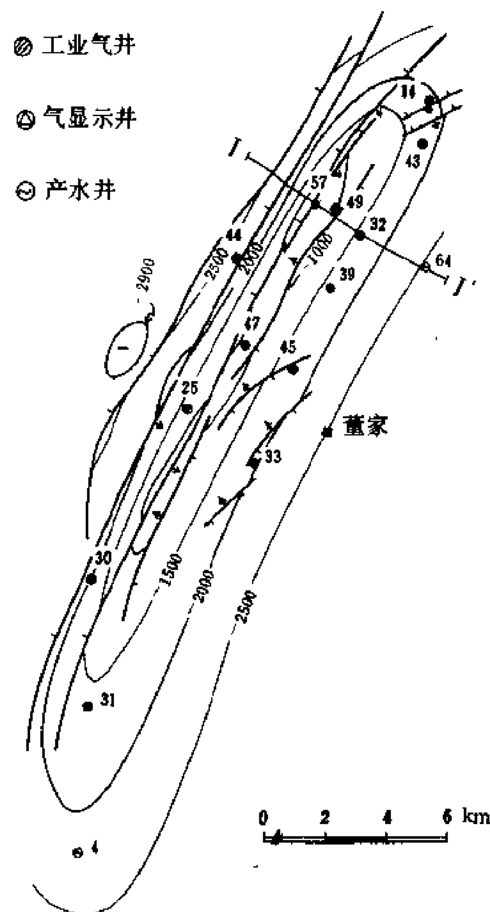



图 10－12 卧龙河气田嘉五[1]层顶面构造图

公里以上。地腹背斜的闭合面积和闭合度都比地面背斜小，并出现多个高点，在嘉四[3]顶有 2 个高点，嘉四[1]顶有 3 个高点，下古生界仍有背斜存在，具体变化情况详见表 10－6 所示。

卧龙河气田是一个具有多产层且背斜圈闭的充满度较高的气田，现将已发现的 10 个气藏的简况列于表 10－7 中，气藏在背斜内的分布呈叠置式(图 10－13)。

表 10－6　卧龙河气田构造数据表

| 制图层 | 轴向 | 闭合面积 ($km^2$) | 长轴 (km) | 短轴 (km) | 闭合度 (m) | 两翼倾角 | | 断层条数 | 上下构造符合情况 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | | | 西翼 | 东翼 | | |
| $Jc^2$底 | 31° | 176.0 | 34.5 | 5.3 | 1880 | 50°～70° | 25°～52° | | 上下构造形态基本符合，但$Tc^4_3$顶以下各层高点位置有变化，相距可达7公里；有的层具多高点，如$Tc^4_3$顶有2个高点、$Tc^4_1$顶有3个高点 |
| $Th^2$顶 | 60°～25°～195° | 267.8 | 36.0 | 6.2 | 2000 | 46° | 27° | | |
| $Tc^5_1$顶 | 50°～15°～200° | 205.8 | 34.2 | 5.6 | 1780 | 40°～45° | 20° | 33 | |
| $Tc^4_3$顶 | 50°～30°～200° | 138.8 | 33.8 | 3.6 | 1600 | 30°～40° | 20° | | |
| $Tc^4_1$顶 | 50°～20°～200° | 148.2 | 31.8 | 4.5 | 1450 | 40°～50° | 15°～25° | | |
| $P_1^3$顶 | 50°～30°～190° | 91.89 | 32.0 | 3.5 | 1137 | 31° | 23° | | |
| $P_1^1$底 | 40°～30°～190° | 72.89 | 32.5 | 2.9 | 1120 | 18°～51° | 14°～26° | 5 | |
| $O_2$顶 | | 74.0 | 38.0 | 3.0 | 530 | | | | |
| € 顶 | | 75.0 | 37.0 | 2.5～3.0 | 560 | | | | |

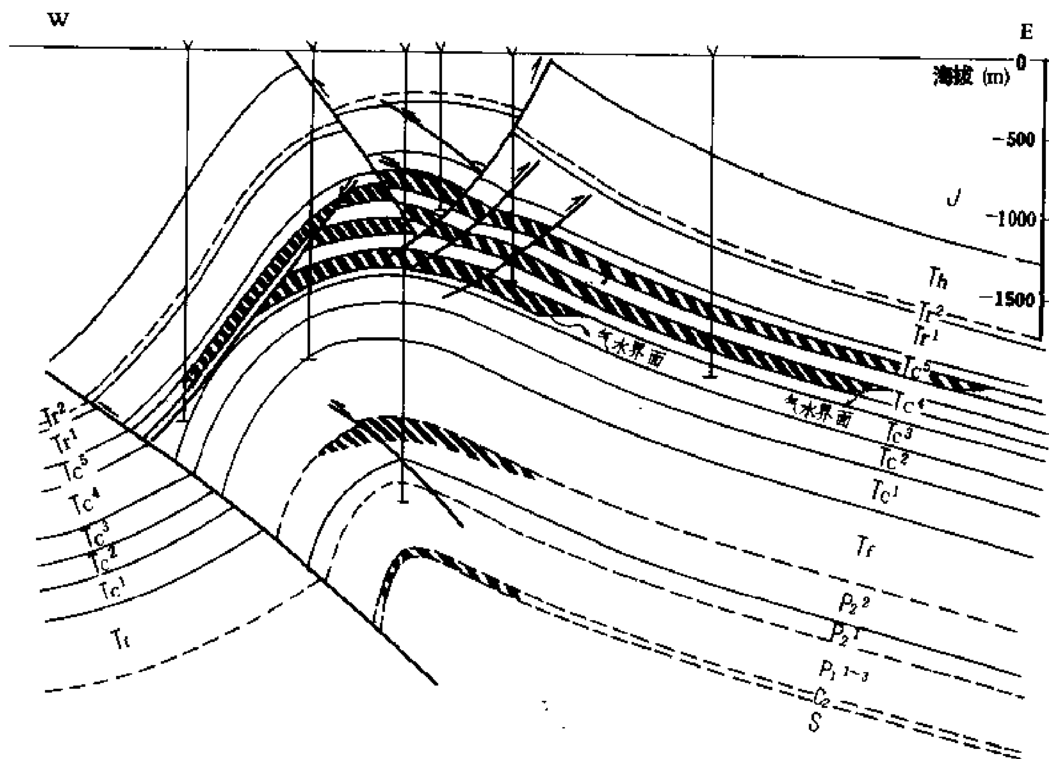



图 10－13　卧龙河气田横剖面图

（剖面位置见图 10－12）

表 10－7 卧龙河气田各气藏特征表

| 气藏名称 | 盖层 层位 | 盖层 厚度 (m) | 盖层 岩性 | 储集层 层位 | 储集层 厚度 (m) | 储集层 岩性 | 发现日期 | 压力系数 | 水在气藏中的分布 | 天然气成分 甲烷 (%) | 天然气成分 乙烷 (%) | 天然气成分 $H_2S$ ($g/m^3$) | 地层水成分 $Cl^-$ (mg/L) | 地层水成分 矿化度 (g/L) | 地层水成分 水型 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 香溪 | Jt | 150～300 | 泥岩 | Th | 380 | 砂岩 | 1972 | 0.71 | 不清 | 95.8 | 1.00 | 4.7 | | | |
| 雷$^2$ | $Tr^1_2$ (上部) | 20～50 | 硬石膏及泥岩 | $Tr^1_2$ 中 | 10～30 | 石灰岩及白云岩 | 1972 | 1.61 | 不规则 | 97.0 | 1.20 | 3.1 | 128633 | 209 | $CaCl_2$ |
| 嘉五$^1$ | $Tc^5_2$ 上～$Tc^5_3$ | 40～60 | 同上 | $Tc^5_2$ 下 | 8～10 | 同上 | 1959 | 1.72 | 边水 | 93.9 | 0.87 | 56.2 | 162492 | 270 | $CaCl_2$ |
| | $Tc^5_2$ 底 | 5～10 | 硬石膏 | $Tc^5_1$ | 22～33 | 同上 | | | | 93.2 | 0.82 | 69.4 | | | |
| | $Tc^4_4$ | 50～200 | 硬石膏及岩盐 | $Tc^4_3$ | 40～45 | 同上 | | | | 93.2 | 0.88 | 71.6 | | | |
| 嘉三 | $Tc^4_2$ | 30～100 | 同上 | $Tc^4_1$～$Tc^3$ | 170～200 | 同上 | 1964 | 1.31 | 不规则 | 94.2 | 0.80 | 56.4 | 119356 | 119 | $CaCl_2$ |
| 嘉二$^3$ | $Tc^2_3$ 上 | 10～30 | 硬石膏 | $Tc^2_3$ 中 | 10～30 | 同上 | 1976 | 1.27 | 不规则 | 96.7 | 0.50 | 16.7 | 70374 | 119 | $CaCl_2$ |
| 嘉二$^2$ | $Tc^2_3$ 下 | 5～15 | 同上 | $Tc^2_2$ 中 | 10～30 | 同上 | 1972 | 1.48 | 不规则 | 97.6 | 0.43 | 18.1 | 73221 | 124 | $CaCl_2$ |
| 嘉一 | $Tc^2_2$ 下 | 10～20 | 硬石膏及泥岩 | $Tc^2_1$～$Tc^1$ | 190～220 | 同上 | 1984 | 1.69 | 不规则 | 97.3 | 1.10 | 0.03 | 66382 | 111 | $CaCl_2$ |
| 乐二 | $Tf^1$ | 100 | 泥岩及泥灰岩 | $P_2^2$ | 170～220 | 石灰岩 | 1975 | 1.79 | 不规则 | 96.2 | 0.40 | 19.0 | 57533 | 99 | $NaHCO_3$ |
| 阳三 | $P_2^1$ | 30～60 | 泥岩 | $P_1{}^3_3$～$P_1{}^3_2$ | 180～200 | 石灰岩 | 1978 | 1.41 | 尚未见水 | 97.2 | 0.27 | 9.7 | | | |
| 中石炭 | $P_1^1$ | 10～20 | 泥岩 | $C_2$ | 30～40 | 白云岩及石灰岩 | 1980 | 1.22 | 边水 | 97.6 | 0.50 | 2.7 | | | |

下面主要对嘉五$^1$和石炭系 2 个气藏的特征作--介绍。

*1. 嘉五$^1$气藏($Tc^5_1$)*

这是卧龙河气田的主力气藏，具有含气面积大、储量大和产能高的特点。嘉五$^1$气藏的纵向范围包括了从嘉五$^2$到嘉四$^3$，在正常的情况下，它们有各自的储盖层组合，是 3 个独立的气藏；由于卧龙河背斜轴部断层的切割，使这三套不同层位的储集层相互叠接，彼此连通，成为一个统一的水动力系统，形成嘉五$^2$－嘉五$^1$－嘉四$^3$气藏，简称嘉五$^1$气藏，属于多层、单系统、背斜型气藏。

嘉四段和嘉五段是嘉陵江期海退时的沉积，以硬石膏和盐岩为主。嘉五$^{2}$下、嘉五$^{1}$和嘉四$^{3}$层中的石灰岩、白云岩则是在总的海退环境中有短暂海侵时形成的。其中富含蓝绿藻和粒屑结构的石灰岩和白云岩，经白云岩化和溶蚀作用改造后，孔隙发育，成为孔隙层，其累计厚度为20米左右，孔隙度一般为5～6%，最高者达19.75%。

孔隙层的孔隙类型主要是窗格溶孔、残余粒间孔、白云岩晶间孔和粒内溶孔，前者由填充于窗格孔中的石膏或硬石膏局部再溶蚀而形成，从这类孔隙主要发育于背斜轴部来分析，溶蚀作用主要发生于褶皱运动之后。窗格溶孔和晶间孔隙层分布于碳酸盐岩储集层的上部和下部，粒内溶孔主要分布于中部。在储集层剖面中，孔隙层多成透镜状和不规则层状分布（图10－14），在背斜的轴部厚、翼部薄。

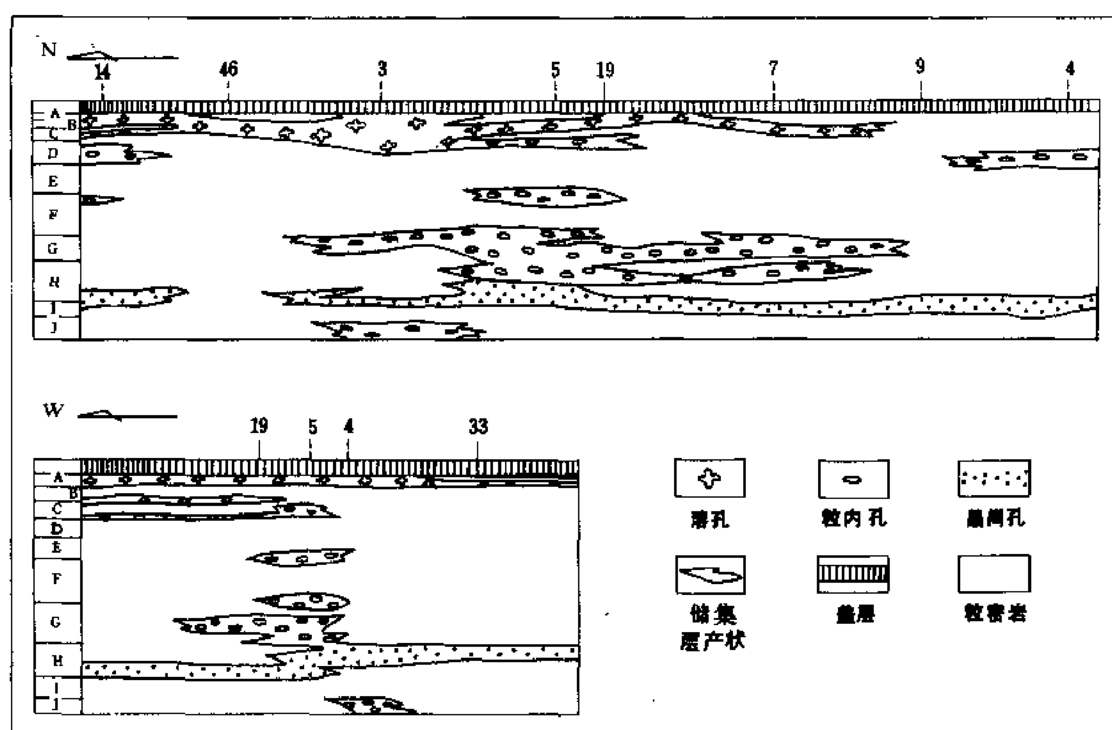



图10－14 卧龙河气田嘉五$^{1}$储集层纵剖面图（上）和横剖面图（下）

储集层的构造裂缝也发育，据岩芯统计，裂缝空隙度在0.08～0.8%之间，一般为0.15～0.2%左右，轴部地区裂缝发育，而翼部裂缝发育差。构造裂缝是地下流体产出的主要通道，与孔隙配置，组成裂缝－孔隙型的储集类型。背斜轴部由于受两组纵向逆断层的切割，呈地垒式抬起，故裂缝发育，溶蚀孔洞常见，这是嘉五$^{1}$气藏高产的一个重要因素。

气藏的盖层是嘉五$^{2}$中上部至嘉五$^{3}$底部的硬石膏夹泥质岩和泥质白云岩，厚度为50～70米；气藏的底层为嘉四$^{2}$硬石膏层。

嘉五$^{1}$气藏具边水，气水界面的海拔高度为－2050米。天然气成分具甲烷含量较低（93～94%）、硫化氢含量高（56～72克／立方米）和富含凝析油的特点。地层水为$CaCl_2$水型，矿化度为183.6克／升，$Cl^-$含量为111733毫克／升。

嘉五$^1$气藏获得工业气流的井共有30口(包括报废井1口)，其中投产的气井有20口。1973年8月5日投入试采，1978年8月投入正规开发，至1984年底，该气藏累计产气67.922亿立方米。开采中有以下特点:

1)气藏目前仍处于稳产期。1984年底全气藏日产气量仍达到233万立方米，全气藏的生产压力也与设计预测的压力接近。

2)气藏储量有"增加"的趋势。根据几口井关井折算的地层压力，均大于按压降储量图外推法算出的地层压力，说明随着地层压力降低，级别较低的储集层中的气开始补给，单位压降采气量增加。

3)地层水(边水)不活跃，气藏仍处于单相流动状态。全气藏累计产水量不到1000立方米，且均属凝析水性质。

4)凝析油产量逐年减少。现以卧33井为例(表10-8)，结合相态图分析认为，气藏各部位均已进入反凝析状态。

**表10-8 卧33井嘉五$^1$气藏的凝析油含量变化表**

| 时间 | 1977.11. | 1979.11. | 1980.9. | 1981.10. | 1983.10. | 1984.10. |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 凝析油($g/m^3$) | 7.46 | 7.07 | 6.90 | 6.43 | 3.86 | 3.57 |

5)嘉五$^1$和嘉四$^3$气层之间的地层压力开始出现差异。1982年全气藏关井，各井折算到卧3井产层海拔深度的压力，嘉五$^1$产层的井一般是140巴左右，嘉四$^3$产层的井则为150巴左右(表10-9)。其原因可能是随着地层压力降低，两层间的连接通道(主要是断层)被压缩而变窄，连通性变差所致。

**表10-9 卧龙河气田嘉五$^1$和嘉四$^3$气层压力[1]对比表**

| | | | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 嘉五$^1$气层 | 井号 | 2 | 3 | 6 | 7 | 8 | 11 | 13 | 14 | 15 | 22 | 25 | 27 |
| | 压力(bar) | 140.6 | 140.7 | 140.8 | 143.9 | 140.7 | 140.1 | 141.2 | 157.1 | 140.8 | 140.4 | 139.9 | 140.1 |
| 嘉四$^3$气层 | 井号 | 12 | 9 | 24 | 35 | 39 | 45 | 46 | 54 | | | | |
| | 压力(bar) | 149.2 | 141.2 | 159.9 | 151.4 | 151.8 | 148.9 | 149.4 | 147.5 | | | | |

[1] 气层压力是在1982年3月24日至同年10月10日全气藏关井期间测得。

2. 中石炭统气藏($C_2$)

储集层为中石炭统白云岩(图10-15)。底部为去白云岩化(或去膏化)的角砾状灰岩及白云岩，厚2～8米；下部和中部由白云岩组成，结构以粉晶为主，次为亮晶虫屑结构，部分出现角砾构造，厚6～25米；上部为石灰岩和白云岩互层，石灰岩中粒屑结构居多，次为泥—粉晶结构，白云岩则以泥—粉晶结构者居多，粒屑结构次之，此外，角砾构造普遍，尤以白云岩最多，厚0～23米。

图 10－15　卧龙河气田中石炭统气藏卧51井储集层综合柱状剖面图

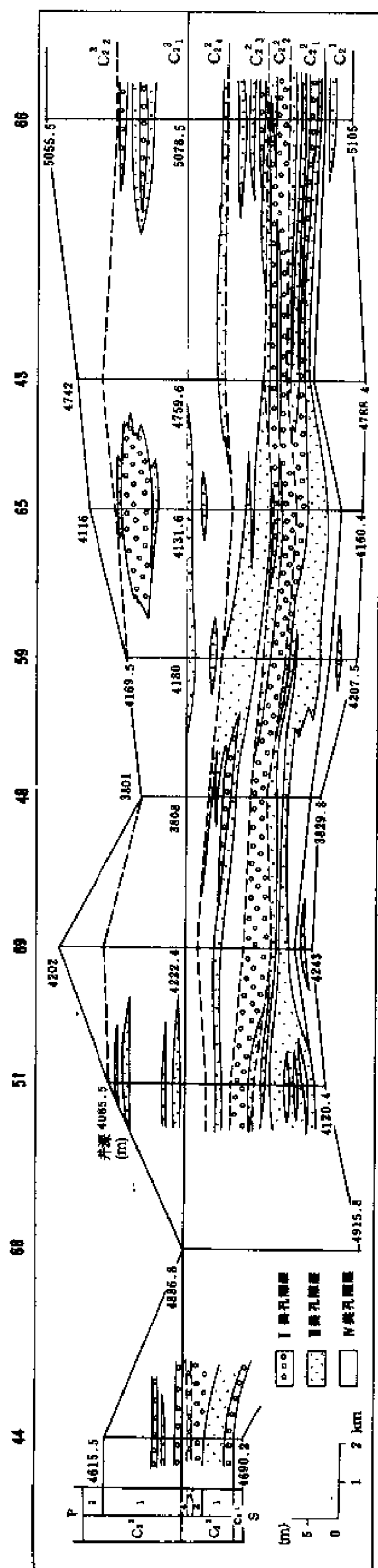



图10－16 卧龙河气田中石炭统孔隙层段纵剖面图

中石炭统顶为一剥蚀面，剥蚀程度由北向南加剧（图 10－16），最北端的卧 66 井厚 49.5 米，最南端的卧 44 井厚 22 米，再往南至新市尖灭。在卧龙河气田内部以卧 48、68 井两处剥蚀最为剧烈，卧 48 井上部仅残存 7 米；卧 68 井仅见 6.2 米的白云岩，上覆层（$P_1^1$）的页岩和粉砂岩及煤层等嵌入其间，并直接与志留系接触，可能为一剥蚀漏斗。

在储集层剖面的上部和中部有 2 个白云岩孔隙层，分别称为上孔隙层和下孔隙层。上孔隙层横向分布不稳定，呈断续透镜状；下孔隙层呈层状，是主要的有效储集层（图 10－16）。各井孔隙层的厚度变化在 3.8 ～ 15.9 米之间，平均为 10 米；孔隙度变化在 3 ～ 15% 之间，加权平均孔隙度为 6%；渗透率多小于 $0.01\times10^{-3}$ 平方微米，个别可达 $3.8\times10^{-3}$ 平方微米。孔隙类型以溶蚀孔为主，是在粒间孔、粒内孔、晶间孔和窗格孔的基础上溶蚀而形成的，此外，还见膏模孔和膏斑小溶洞，溶孔普遍存在的原因，可能与二叠系沉积前的剥蚀作用有关，风化淋滤使原来填塞于孔隙中的易溶矿物（主要是膏盐矿物）形成溶孔和溶洞。

按照第六章的碳酸盐孔隙储集岩分类标准，石炭系的孔隙性储集岩有Ⅱ、Ⅲ、Ⅳ等类别（表 10－10），孔隙度和渗透率之间存在着正相关关系。有效孔隙储集层为Ⅱ类和Ⅲ类，据 6 口取芯井分析，单井的平均厚度：Ⅱ类有效孔隙储集层为 3.5 米，Ⅲ类为 6.5 米，两类合计的厚度约占储集层总厚度的 1/3 左右。

**表 10－10 卧龙河气田中石炭统储集岩划分**

| 储集岩类别 | 中值喉道宽度 (μm) | | 孔隙度 (%) | | 渗透率 ($10^{-3}\mu m^2$) | | 排驱压力 | 饱和中值压力 | 束缚水饱和度 | 平均喉道宽度 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | 范围值 | 平均值 | 范围值 | 平均值 | 范围值 | 平均值 | (bar) | (bar) | (%) | (μm) |
| Ⅱ | 0.32 ～1.79 | 1.10 | 6.65 ～ 14.82 | 10.12 | 0.1 ～3.8 | 0.77 | 5.1 | 11.83 | 13.59 | 1.010 |
| Ⅲ | 0.04 ～0.52 | 0.23 | 3.32 ～ 11.0 | 6.39 | 0.001 ～ 0.092 | 0.047 | 12.7 | 71.20 | 22.80 | 0.360 |
| Ⅳ | <0.04 | <0.025 | 0.23 ～ 4.06 | | 0.00001 ～ 0.0009 | 0.0004 | 138.3 | >295.00 | 72.04 | 0.046 |

各类储集岩裂缝均发育，张开的裂缝主要有两类，一类是微细裂缝，即“毛毛缝”；另一类是组系明显的构造缝，规模也较大，常切割“毛毛缝”。微细张裂缝的产状和方向不定，宽度为几十微米或更小，长度几毫米至十几厘米不等。据岩芯高压渗透率测定，其渗透率一般在 $0.3\times10^{-3}$ ～ $1.5\times10^{-3}$ 平方微米左右，最高可达 $38\times10^{-3}$ 平方微米。据岩芯统计，裂缝空隙度为 0.11 ～ 0.15%。微细张裂缝主要发育在白云岩中，其发育程度与白云岩的结构类型关系密切，以裂缝空隙度比较，粒屑白云岩为 0.11%，粉晶白云岩为 0.13%，角砾状白云岩为 0.15%。在横向上裂缝空隙度变化不大，与气井产能的关系不明显（表 10－11）。据分析，微细裂缝可能形成于风化期，由风化作用和塌陷作用产生，属于非构造缝。

岩芯中构造裂缝的数量不多，特别是张开的构造缝更少见。如卧 51 井岩芯长 31 米，仅见 4 条张开的构造缝，最长的一条发育于白云岩中，长 0.86 米，为立缝，缝的上部无填充物，往下填充物增多。石灰岩中的构造缝多被填死。张开的构造缝受背斜构造控制，在高点和轴部附近较发育，对气井产能的控制明显。

这两类裂缝在生产中都起一定的作用，张开的构造裂缝起汇集输送作用，而微细裂缝则将储集于基质孔隙中的流体运移到构造裂缝中去，所以，就石炭系的储集层性质而论，应属于裂缝－孔隙类型。

**表 10－11　卧龙河气田中石炭统岩芯裂缝特征表**

| 井　号 | 48 | 51 | 69 | 52 | 61 | 66 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 裂缝空隙度（%） | 0.10 | 0.17 | 0.09 | 0.15 | 0.12 | 0.20 |
| 构造部位 | 轴部 | 轴部 | 轴部 | 东翼 | 西翼 | 北端 |
| 日产气量（$10^4m^3$） | 36.61 | 23.89 | 3.36 | 21.50 | 无产能 | 4.00 |

位于背斜构造北端的卧 80 井已发现地层水，该井中石炭统顶面海拔为 －5050 米。气藏原始地层压力为 571.86 巴，压力系数为 1.22。

气藏驱动类型属弹性气驱。开采中在横向上各井能相互连通，但连通性较差，主要表现在气藏内部的生产井采气 5 年之后，端部的观察井（如卧 44 井）关井压力才略有下降。此外，复压曲线升压很缓慢。如卧 43 井关井压力从 442.7 巴升至 453.8 巴，历经了 4 个月；卧 48 井从 361.9 巴升至 439.3 巴，历时 5 个多月，反映出储集层的渗透性低。

南、北两区气藏的天然气性质存在着较大的差异（表 10－12）。最突出的是此二区的 $H_2S$ 成分相差较大。由此推测在卧 51 井与卧 60 井之间可能存在有一分界线，是否与卧 68 井区存在侵蚀漏斗有关，尚需要作进一步的研究。

**表 10－12　卧龙河气田中石炭统的天然气组分表**

| 分区 | 井号 | 甲烷（%） | | 乙烷（%） | | 硫化氢（%） | | 氮（%） | | 临界温度（K） | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | 范围 | 平均 | 范围 | 平均 | 范围 | 平均 | 范围 | 平均 | 范围 | 平均 |
| 南区 | 卧 60、40、双 4 | 96.31～96.92 | 96.69 | 0.56～0.83 | 0.69 | 0.002～0.017 | 0.01 | 1.47～1.67 | 1.58 | 191.2～191.8 | 191.5 |
| 北区 | 卧 51、52、58、59、65、69、66、70、74、75、91、43、48 | 97.17～97.94 | 97.58 | 0.08～0.52 | 0.42 | 0.642～4.33 | 2.81 | 0.43～0.99 | 0.61 | 191.7～192.9 | 192.3 |

截至 1984 年底，钻穿和钻达中石炭统的井共 19 口，其中获气的井有 16 口、产水井 1 口、干井 1 口、报废井 1 口。自 1980 年 9 月投产以来，到 1984 年底，中石炭统气藏累计产气 6.75 亿立方米。

总的看来，中石炭统气藏储集层的条件较好，孔隙层分布较稳定、厚度较大、有一定孔隙度，微细裂缝也较发育。另外，背斜构造的充满度也较高，从最新编制的以阳新统底为制图层的构造图看，若将气水界面定在海拔 －5000 米处，则含气范围越过了整个背斜圈闭；若定在 －4800 米处，北端虽受背斜圈闭控制，其南端则与双龙背斜相连，含气区块也超出了背斜圈闭的控制。故此气藏的圈闭类型有待进一步研究。

卧龙河气田目前揭开的地层厚度有 3800 多米，已发现 10 个工业性气藏，其储盖组合的累计厚度约 2000 米左右，在其余的 1000 余米地层内，也还有储盖组合存在，如飞仙关组和雷口坡组在钻进中都有气显示，这些层段已在相邻的一些气田获得了工业气流，因而值得重视。

卧82井于嘉一段发现工业气流是一个好的启示。卧 82 井位于背斜的西翼，1984 年开钻，目的是预探断层下盘中石炭统气藏，因钻在背斜陡带（未遇断层）未能达到预期目的，故在飞三段（$Tf^3$）完钻，于同年 12 月对钻进中有气显示的嘉一（$Tc^1$）井段射孔测试，日产气量为

16.48 万立方米，地层压力为 362.5 巴、压力系数为 1.69，从而发现了嘉一气藏。在此之前(1975 年)曾对卧 19 井和卧 26 井的嘉一段进行过测试，均产地层水，位于轴部的卧 26 井水层的海拔较高(-1622 米)。按照一般原理，在高部已产水，低部位获气可能性就不会太大，但卧 82 井却获得纯气(产气层海拔为 -1764 米)。它说明有两个值得注意的问题，一是背斜的高处已出水，低处仍可能产纯气，这是多系统背斜气藏的特点；二是以往未获气的储盖组合、有必要再认识。

## 四、福成寨气田

福成寨气田位于大竹县境内，在华蓥山背斜之东，属铜锣峡与华蓥山背斜之间——大竹向斜内的一个低缓背斜，核部出露中侏罗统下沙溪庙组($Jc^1$)。地面构造发现于 1957 年，1958 年作 1:5 万地质细测，1971 年和 1976 年作过 1:5 万地震详查，1981 年、1982 年又两次作 1:5 万地震详查。1974 年 6 月地质矿产部首先钻探了川 16 井，次年 4 月钻至嘉一段，日产气 8.8 万立方米。四川石油管理局从 1976 年起开始作详探工作，到 1984 年底共完钻了25口井，其中完钻于嘉一段 11 口、飞仙关组 1 口、二叠系 2 口、志留系 11 口，发现嘉二、嘉一、飞三及中石炭统 4 个气藏。至 1984 年底，该气田累计产气 3.19 亿万立方米。

福成寨气田地面背斜较为完整，两翼近于对称，为短轴高丘状背斜类型，以下沙溪庙组($Jc^1$)底界为制图层，构造闭合面积为 21 平方公里，闭合度为 165 米。在地腹构造的东西两翼各有一条平行于轴线的倾轴逆断层，控制了构造的基本形态(图 10-17)。断层向南收敛以至相交，向上消失于雷口坡组塑性地层中，向下断开志留系，消失层位不清，由于断层的作用致使构造呈断垒式抬起。香溪群以下构造变化的总趋势是，由上向下背斜轴部由宽缓变为狭窄，隆起幅度增大，长轴增加，短轴减小，闭合面积增大(表 10-13)。

**表 10-13　福成寨气田构造数据表**

| 制图层 | 轴向 | 闭合面积 (km²) | 长轴 (km) | 短轴 (km) | 闭合度 (m) | 两翼倾角 | | 断层条数 | 上下构造符合情况 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | | | 西翼 | 东翼 | | |
| $Jc^1$ 底 | 26° | 21.0 | 11.0 | 2.5 | 165 | 9°~22° | 6°~15° | 2 | 1.地下高点向北偏移。 |
| $Tc^2$ 顶 | 28°~33° | 29.6 | 15.5 | 2.4 | 243 | 2[illegible]°~14° | 22°~14° | 6 | |
| Tf 底 | 31°~37° | 47.5 | 18.5 | 2.7 | 516 | 40°~56° | 24°~30° | 7 | 2.地下构造的面积和闭合度往下增大 |
| $P_1$ 底 | 27°~42° | 上盘 38.4<br>下盘 6.3 | 22.3 | 2.2 | 上盘 690<br>下盘 370 | 42°~18° | 15°~18° | 7 | |

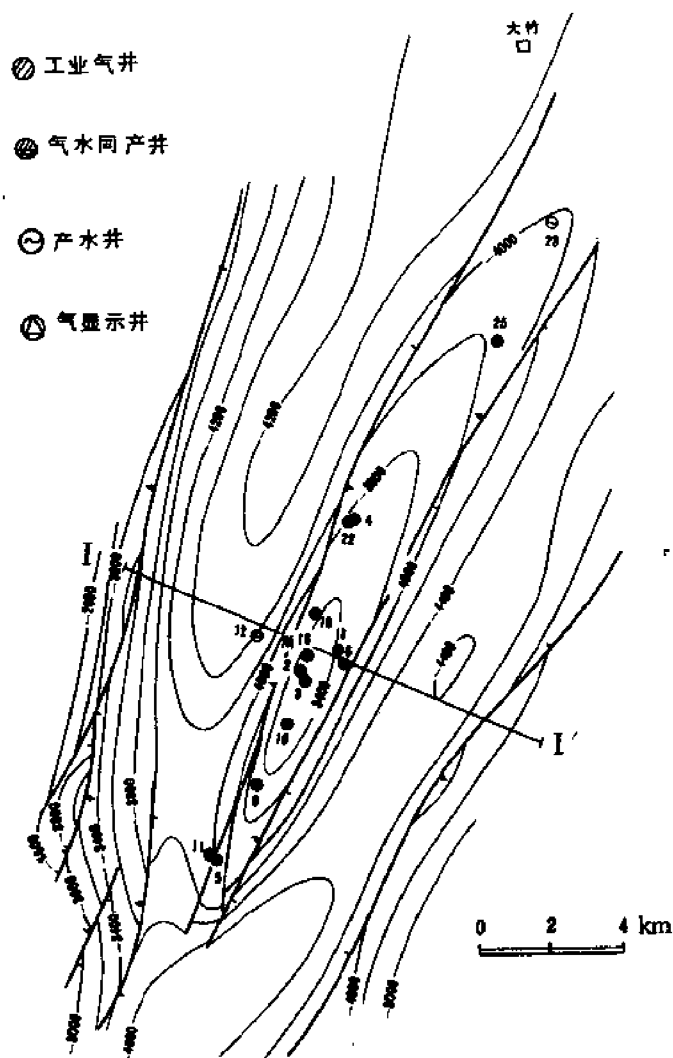
曾对福成寨背斜的地面裂缝作过调查。地面裂缝主要有两个组系，最发育的一组为近于平行轴向的纵裂缝，是主要的裂缝组系，倾向很陡，又可分东倾和西倾两个亚组。另一组是与轴向斜交，由剪切力所产生的扭裂缝，倾角也很陡，也分北倾和南倾两个亚组。这两组裂缝在构造不同部位均有分布(表 10-14)。

通过对构造曲率、气井动态和岩芯裂缝的研究，对地腹主要产气层的裂缝特征和分布有以下认识：

第一，产层中有效裂缝主要是构造缝；

第二，在背斜内裂缝发育程度的变化趋势是，两翼肩部高于轴部，同一构造部位内是南段高于北段，详见表 10-15 中的构造曲率值变化；

第三，气井间连通方向平行于构造长轴，与地面裂缝的主要组系(纵张缝)一致。



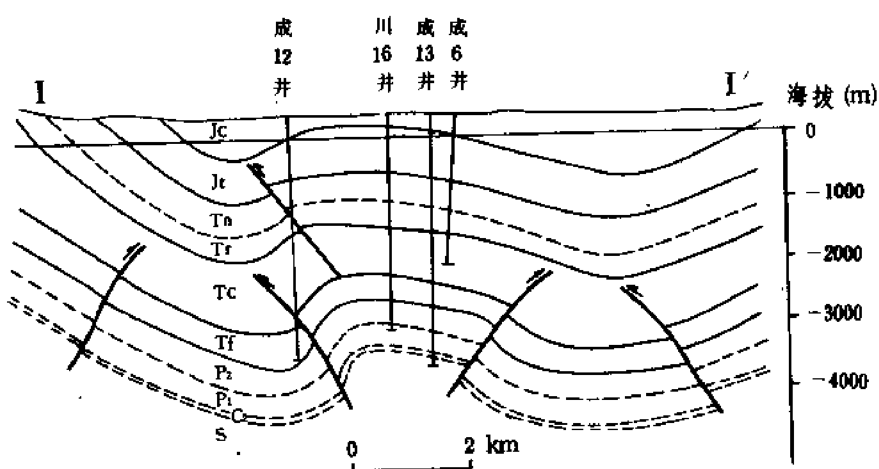




图 10-17 福成寨气田下二叠统底面构造图

表 10－14　福成寨背斜地面裂缝特征表

| 构造部位 | 裂缝组系 | | 主次关系 | 裂缝产状 | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | 走向方位 | 与轴向夹角 | 倾角 | 倾向 |
| 轴部 | 纵张缝 | 东倾 | 主 | 20°～34° | 6°～8° | ＞77° | 110°～124° |
| | | 西倾 | 主 | 20°～33° | 6°～7° | ＞80° | 290°～303° |
| | 扭裂缝 | 北倾 | 次 | 130° | 76° | 79°～85° | 40° |
| | | 南倾 | 次 | 120° | 86° | 80° | 210° |
| 东翼 | 纵张缝 | 东倾 | 主 | 40° | 14° | 80° | 130° |
| | | 西倾 | 主 | 23°～45° | 9°～19° | 75°～85° | 293°～315° |
| | 扭裂缝 | 北倾 | 次 | 110°～142° | 84°～64° | 63°～88° | 20°～52° |
| | | 南倾 | 次 | 140° | 64° | 80° | 230° |
| 西翼 | 纵张缝 | 东倾 | 主 | 16°～45° | 10°～19° | 55°～88° | 106°～135° |
| | 扭裂缝 | 北倾 | 主 | 110°～124° | 84°～82° | 81°～88° | 20°～34° |

表 10－15　福成寨背斜构造曲率数据表

| 曲率值① ＼ 构造部位 ／ 制图层 | 西翼 | 轴部 | 东翼 |
|---|---|---|---|
| Tf 底 | 0.8 → 1.0 → 2.0 | 0.3 → 0.4 | 0.2 → 0.3 |
| $P_1$ 底 | 0.6 → 1.2 → 1.4 | 0.7 → 0.5 | 0.2 → 0.5 |

① 曲率值单位为公里的倒数，箭头方向表示由北段向南段的变化值。

据分析，位于东、西两翼的倾轴逆断层，使轴部呈断垒式抬起，故处在陡缓转折带的肩部的褶皱幅度大，构造裂缝发育；背斜轴部褶皱平缓，裂缝发育差。这两条断层向南收敛，故南端隆起幅度高，褶皱幅度大，而北段则相对较为宽缓和低平，南段裂缝发育程度优于北段。

福成寨气田已钻穿的地层包括中侏罗统至中石炭统，厚达 3500 米左右。地层层序和岩性组合与前述的卧龙河气田均可对比，但在该气田内目前只发现了 4 个气藏。现对已获得的气藏由上至下作一简述。

*1.* 嘉二$^2$气藏（$Tc_2^2$）

嘉二$^2$层由石灰岩和白云岩组成，厚度为 45 米左右。产层一般位于嘉二$^2$的中上部，岩性为砂屑和鲕粒结构的白云岩，孔隙度为 3% 左右，为裂缝－孔隙型储集层。

目前获气的井有 2 口（成 4、6 井），经测试日产气量分别为 5.15 和 2.96 万立方米，未获原始地层压力。成 4 井于 1984 年 9 月投产，日产气量为 1.1 ～ 2.5 万立方米。

2. 嘉二$^1$—嘉一气藏（$Tc_1^2$—$Tc^1$）

储集岩岩性为褐灰色白云岩及石灰岩，泥晶及细粉晶结构，白云岩位于 $Tc_1^2$ 的底部，部分含灰质及泥质，孔隙度一般大于 1%，最高可达 4.79%，渗透率一般小于 $0.01\times10^{-3}$ 平方微米，最高者可达 $65.1\times10^{-3}$ 平方微米。部分石灰岩含泥质、白云质及砾屑，夹有泥质条纹，

孔隙度很低，一般在0.28～0.76%之间，渗透率均小于$0.01 \times 10^{-3}$平方微米。裂缝较发育，钻井过程中有气侵及井喷显示，储集层类型为裂缝－孔隙型。嘉二$^1$—嘉一气层总厚度达240米左右，埋深为2400米。产气层段在$Tc^2_1$层底部及$Tc^1$段上部。本气藏有3口气井，川16井于1975年钻至$Tc^2_1$～$Tc^1$层测试，日产气8.8万立方米；1977年、1978年相继在成3井、成5井$Tc^2_1$～$Tc^1$层获天然气，日产气量分别为2.66和9.7万立方米，均不产地层水。成5井1984年4月21日投产，日产气量3～4万立方米；至1984年底，累计产气916.4万立方米。

3. 飞一—飞三气藏($Tf^{1-3}$)

飞仙关组总厚度为380米，难以细分段。主要产气层位于上部，层位相当于飞三段，岩性为褐灰—深灰色细粉晶灰岩及灰褐色亮晶鲕粒灰岩，富含砂砾屑及球粒，石灰岩夹黑色纹层状泥质条纹，厚约100米。部分鲕粒灰岩有溶孔和裂缝发育，钻进过程中有井涌、井漏等现象发生，属裂缝－孔隙型储集岩。该气藏获气的井有2口(成16井和成22井)，分别于1983年6月及1984年9月投产。生产中两井连通不明显。成16井日产气量一般为4～5.7万立方米，至1984年底，累计产气3884万立方米，生产比较稳定；成22井仅投产3个月，日产气量一般为5.6～6.6万立方米，至1984年底，累计产气431.9万立方米。

4. 中石炭统气藏($C_2$)

储集层为中石炭统黄龙组，顶、底分别与二叠系和志留系呈假整合接触。二叠系底部梁山组厚10米左右的泥质岩为中石炭统气藏的直接盖层。由于石炭系沉积后，顶部曾遭受剥蚀，故在气田范围内的残留厚度变化较大，介于42.7～61.4米之间，平均厚48米。纵向上可三分。

最上部的$C_2^3$段为角砾白云岩、粉晶白云岩及石灰岩不等厚互层，底部以石灰岩与$C_2^2$段白云岩突变接触，厚20～30米。$C_2^3$段中部的粉晶白云岩、角砾白云岩及砂屑白云岩中，溶蚀孔隙发育，是气藏的主要孔隙储集层之一，称为上孔隙层，其有效厚度为6米、孔隙度平均为6%。

中间的$C_2^2$段主要以粉晶砂屑白云岩、粉晶白云岩、粉晶角砾白云岩及虫屑白云岩组成，钻探揭示厚度为16～24米。其中，下部孔隙很发育，孔隙种类多，有粒间孔、粒间溶孔、粒内孔、粒内溶孔等，是气藏的另一主要产层，称为下孔隙层，有效厚度为4.4米，孔隙度平均为4.6%。

最下部的$C_2^1$段以细—中晶去白云化灰岩为主，夹少量薄层白云岩，厚度为4～9米。个别井(成23井)底部有硬石膏，$C_2^1$段含生物稀少，孔隙不发育。

上孔隙层分布较稳定，在气田范围内连续性好；下孔隙层则多呈透镜状，断续分布(图10－18)。根据8口取芯井的物性、压汞、薄片和测井等资料综合分析，中石炭统孔隙性储集岩可划分为三类，以Ⅲ类为主，次为Ⅱ类和Ⅰ类，具体特征见表10－16。孔隙层厚度为15米左右，约占储集层总厚度(48米)的31%。

中石炭统储集层的有效裂缝主要有两类，一是受局部构造控制的张性构造裂缝，主要分布在背斜轴部和肩部以及断层带附近，缝壁较粗糙，为白云岩或方解石半填充，它是直接控制气井产能的有效缝。但它在岩芯中数量很少(平均每米不到1条)，不均质性强，因而气井产能也相差悬殊。二是微细张裂缝，张开宽度小于0.05毫米，延伸长度多小于5厘米，据岩芯高压渗透率测定，气体渗透率多在$0.001 \times 10^{-3}$～$1 \times 10^{-3}$平方微米之间，有一定的渗透性。据对7口井共276米岩芯资料的统计表明，每米岩芯平均有裂缝25条左右，其中白云岩28条、石灰岩16条。由于微细张裂缝的数量多，在纵横向上的分布，生产中可能起到一定的作用。

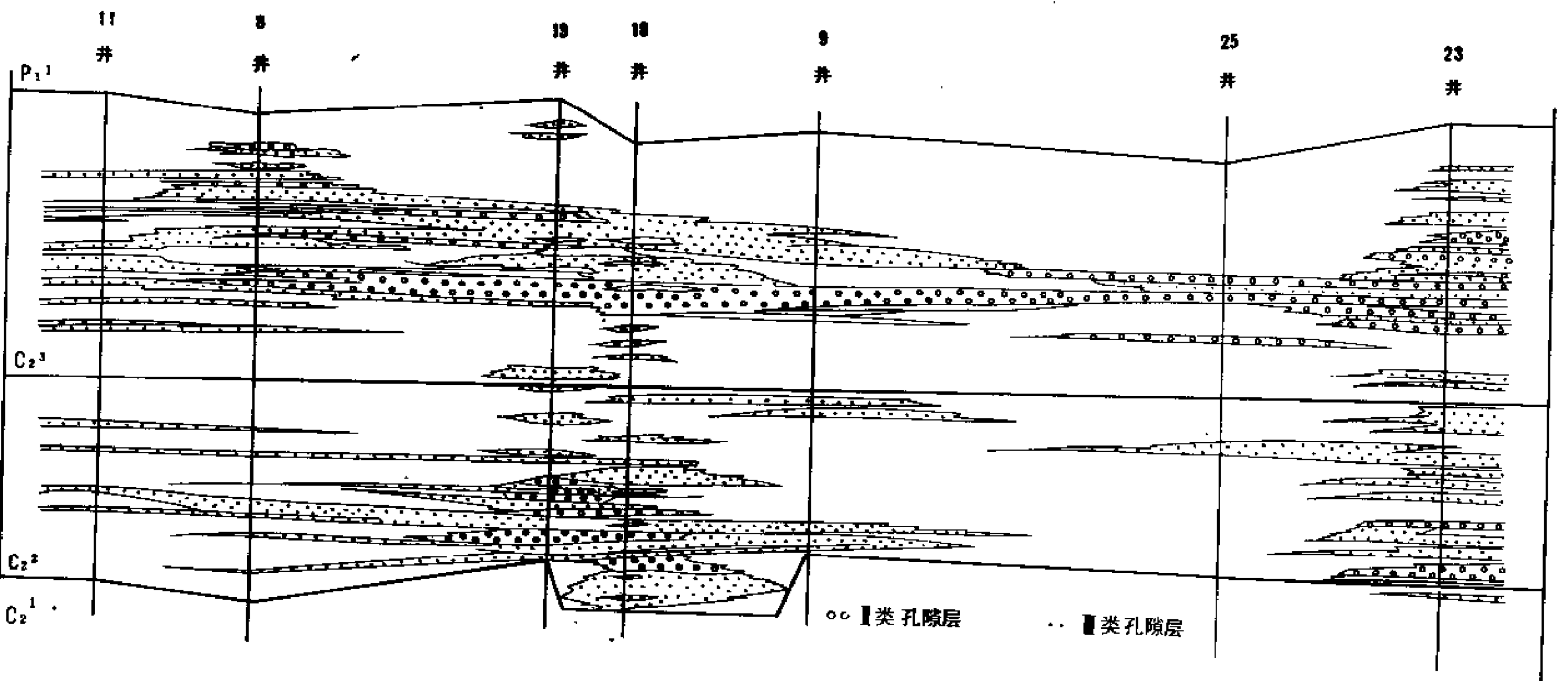



图10－18 福成寨气田中石炭统气藏孔隙层对比图

**表10－16　福成寨气田中石炭统储集岩[1]数据表**

| 类别 | 孔隙度 (%) | | 渗透率 ($10^{-3}\mu m^2$) | | 中值喉道宽度 (μm) | | 排驱压力 (bar) | 视束缚水饱和度 (%) |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | 范围 | 平均 | 范围 | 平均 | 范围 | 平均 | | |
| Ⅰ | 12.77～23.27 | 19.07 | | 14.33 | | 2.88 | 0.80 | 4.08 |
| Ⅱ | 6.01～11.93 | 7.68 | 0.1～9.1 | 2.50 | 0.33～0.96 | 0.57 | 4.77 | 15.43 |
| Ⅲ | 3.03～5.99 | 4.11 | 0.001～0.7 | 0.10 | 0.04～0.24 | 0.09 | 28.33 | 33.30 |

[1] 储集岩类别标准见第六章碳酸盐岩储集岩的类型划分。

由于孔隙储集层的渗透率较低，一般只有 $0.1\times10^{-3}$～$1\times10^{-3}$ 平方微米。因此，储集层中孔隙层须和裂缝相配合，组成裂缝－孔隙型储集层，才能改善气井的渗流条件。如在构造裂缝发育的地方，气层的渗透性能可能变好。据4口气井动态资料计算，地层渗透率可达 $2\times10^{-3}$～$10\times10^{-3}$ 平方微米（表10－17）。

**表10－17　福成寨气田中石炭统气层渗透率表**

| 气井井号 | | 成8井 | 成13井 | 成18井 | 成20井 |
|---|---|---|---|---|---|
| 气层渗透率 ($10^{-3}\mu m^2$) | 平面径向流法 | 6.00 | 2.31 | 11.12 | 1.67 |
| | 压力恢复曲线法 | 8.27 | 1.58 | 7.93 | 2.50 |
| 气井无阻流量 ($10^4m^3$) | 二项式法 | 51.41 | 41.84 | 17.31 | 15.33 |
| | 指数式法 | 57.00 | 44.85 | 29.90 | 17.32 |

另外，在靠近断层曲率高值区的成18、8井产能最高，它说明气井产能主要受构造裂缝发育程度的控制。

至1984年底，中石炭统气藏共完钻了11口井，其中获气的井有8口，气水同产的井有1口，产水的井有2口。目前已投产的井有5口，观察井4口。全气藏至1984年3月底，累计产气3655.5万立方米，日产气65万立方米左右。从对气藏北端的2口产水井（成26、23井）和南端的气水同产井（成11井）的分析来看，构造圈闭范围内具有边水，气水界面海拔为－3968米。气藏平均原始压力为493.40巴，压力系数介于1.17～1.34之间。

中石炭统气藏于1982年12月投入试采，通过2年的开采实践得出如下认识：

1）气藏范围内各井相互连通，甚至在西翼断层下盘的成21井也与断垒内各井相互连通，为同一动力系统。各观察井的压降速度与它同生产井间的距离成正相关的关系。例如在1983年1月至11月这一阶段中，有2口生产井（成8、13井，合计日产气量30万立方米），4口观察井（成9、11、18、20井），这4口观察井与2口生产井的平均距离分别为5.67、4.68、3.01、2.24公里，相应的压降速度分别为0.015、0.026、0.038、0.040大气压／日。随着投产井数的增多和产量的增加，各观察井压降速度也增大。

2）气藏属于弹性气驱类型。气藏虽具边水，但从位于南端的气水同产井（成11井）观察情况看，压力下降正常；北端的产水井（成23井）压力基本无下降，其水性质也未发生变化。各气井也都未发现地层水，目前气藏未受地层水影响。

从成23井的边水性质看，水型属 $CaCl_2$ 型，$Cl^-$ 含量为113053毫克／升，矿化度为

186.01 克／升。

福成寨气田各气藏所产的天然气皆为干气，硫化氢含量都很少(表 10－18)。

**表 10－18 福成寨气田天然气组分对比表**

| 气藏名称 | 甲烷 (%) | 乙烷 (%) | 丙烷 (%) | 硫化氢 ($g/m^3$) | 二氧化碳 ($g/m^3$) | 密度 $kg/m^3$ |
|---|---|---|---|---|---|---|
| $C_2$ | 99.66 | 0.46 | 0.02 | 2.88 | 32.56 | 0.578 |
| $Tf^3 \sim Tf^1$ | 98.75 | 0.37 | 0.02 | 1.71 | 0.02 | 0.561 |
| $Tc^2_1 \sim Tc^1$ | 98.03 | 0.55 | 0.25 | 0.45 | 3.40 | 0.566 |
| $Tc^2_2$ | 98.16 | 0.91 | 0.20 | 0.18 | 3.87 | 0.566 |

**五. 相国寺气田**

相国寺气田位于重庆市以北，地面构造发现于 1942 年。1957 年作过 1 ：20 万地质普查，1959 年进行了 1 ：5 万地质细测。以香溪群顶为制图标准层的地面构造为一“瘦”面狭长的梳状背斜，只有一个高点，核部出露最老地层为嘉五$^2$层。高点在龙王洞附近，因而曾被命名为龙王洞构造，后来发现在相国寺所钻的相 2 井也属此背斜范围，故改名为相国寺构造。1973 年作1 ：5 万地震详查，1977 年重新解释，次年又补作了 4 条多次覆盖剖面，连同以往资料再次进行了地震数字处理。1960 年 7 月开始钻探相 2 井，同年 12 月发现阳三气藏。1975 年以后加强了对气田的勘探工作，特别是1977年在中石炭统首次发现日产百万立方米以上的高产气井，不仅使相国寺气田的局势大为改观，而且揭示了中石炭统在川东地区的含气远景。至 1984 年底，共完钻 33 口井，其中完钻于志留系 21 口，中石炭统 1 口，二叠系 10 口，三叠系 1 口；完钻的 33 口井中获气的井有 19 口，探井成功率为 57.6%，生产井有 9 口。至 1984 年底，该气田累计产气 28.53 亿立方米。

相国寺背斜是华蓥山背斜带中的一个分支，构造幅度相对较缓，背斜受北东和南北两组构造线的影响，轴线出现转折，大致呈北北东和南南西方向延伸，呈似“S”形，向南延伸至重庆附近，构造渐趋宽平。背斜西陡东缓，两翼不对称。地表基本无断层。地腹构造形态与地表基本一致，但比较复杂，具有高点多的特点。地下断层发育，断距大，东西两翼各有一组逆断层带，西翼有 4 条断层带，东翼有两条断层带，都属倾轴的逆掩断层，致使轴部呈地垒式抬起。西翼最外侧的一条断层，其长度大体上与背斜长轴相等，是一条南北向的大型逆断层，最大垂直断距为 640 ～ 680 米。其它断层的断距均属中等规模，垂直断距介于 20 ～ 100 米之间。

下二叠统底面的构造有 2 个高点和 1 个断鼻(图 10－19)。位于北轴上的高点是主高点，也称为北高点，与地面构造的高点基本吻合，但较地面高点向西南偏移了 2.2 公里。位于长轴南段相 3 井附近的潜伏高点称为次高点或南高点。它处于扭应力转折处，转折点以北的构造，东翼缓，西翼陡；以南则变为东陡西缓，高点的形成与扭应力分布有关。相东潜伏断鼻位于主高点的东翼，断鼻的高点在江北县烂井坝—龚家坝一带，南翼较陡，北翼较缓，倾没在茨竹场附近。相国寺气田的构造数据详见表 10～19。

相国寺气田钻经的层位为三叠系、二叠系和石炭系。目前已发现的气藏有 4 个，即中石炭统、阳二、阳三和长兴气藏，其中主要的气藏为中石炭统气藏和阳三气藏(图 10－20)。

*1. 中石炭统气藏($C_2$)*

储集层为中石炭统黄龙组，其底面超覆在志留系古风化壳上，沉积后地壳上升又受剥蚀，

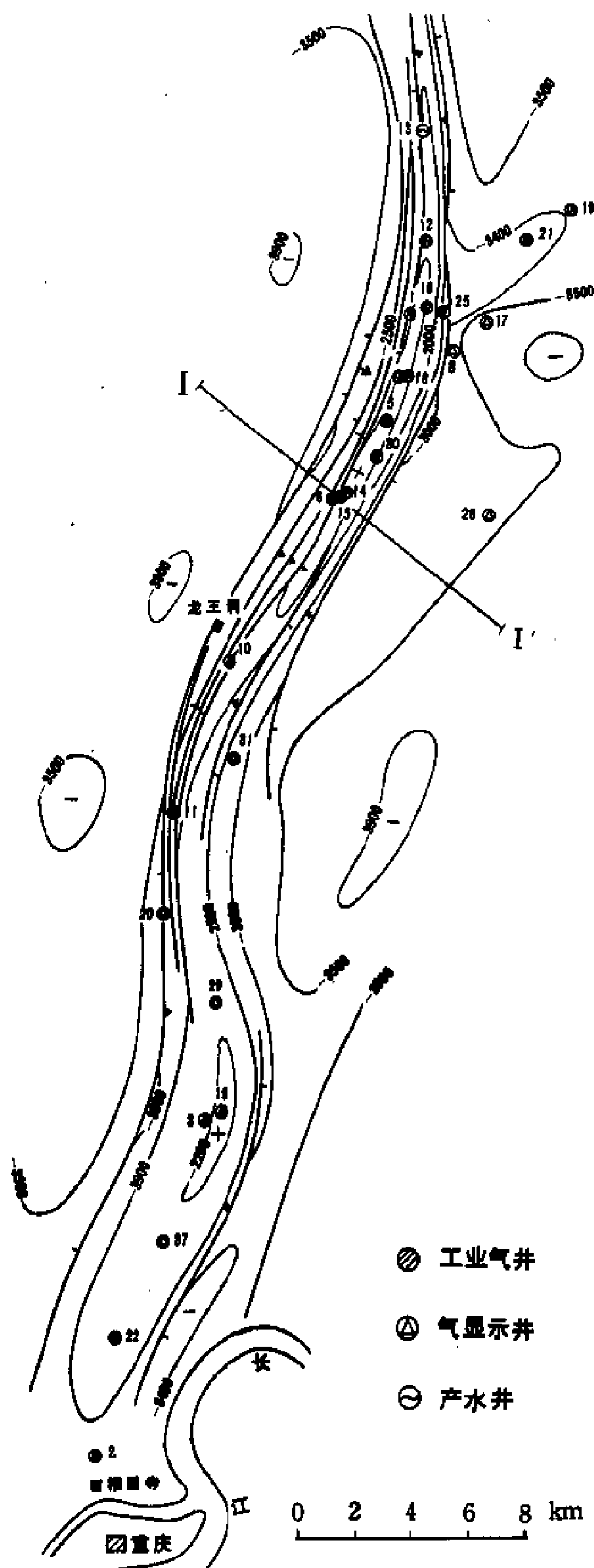



图 10－19　相国寺气田下二叠统底面构造图

**表 10－19　相国寺气田构造数据表**

| 构造单元 | 制图层 | 轴向 | 闭合面积(km²) | 长轴(km) | 短轴(km) | 闭合度(m) | 两翼倾角 | | 断层条数 | 上下构造符合情况 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | | | | 西翼 | 东翼 | | |
| 主高点 | Th顶 | 335°～35°～345°～30° | 42.54 | 21.5 | 3.0 | 565 | 40°～74° | 12°～32° | 1 | 地面地下构造形态基本相同，但地下高点沿轴部向南南西偏移2.2公里 |
| | $P_1^3$顶 | 355°～35°～335°～30° | 30.54 | 24.9 | 1.8 | 601 | 27°～73° | 22°～73° | 6 | |
| | $P_1^1$底 | 360°～37°～341°～29° | 28.00 | 29.2 | 1.4 | 760 | 27°～70° | 24°～70° | 6 | |
| 南高点 | $P_1^3$顶 | 355°～30°～8° | 2.23 | 4.2 | 0.7 | 15 | 12°～27° | 18°～28° | | 地面为相国寺构造南端轴部平缓部位 |
| | $P_1^1$底 | 8°～29°～12°～360° | 3.60 | 5.5 | 0.9 | 40 | 17°～24° | 14°～26° | | |
| 相东潜伏断鼻 | $P_1^3$顶 | 55°～35° | 13.56 | 5.7 | 2.7 | 360 | 16°～20° 北翼 | 20°～45° 南翼 | | 地面为相国寺构造东翼向东微凸之单斜，地震为一潜伏断鼻 |
| | $P_1^1$底 | 60°～35° | 16.00 | 1.5 | 2.7 | 360 | 14°～20° 北翼 | 20°～50° 南翼 | | |

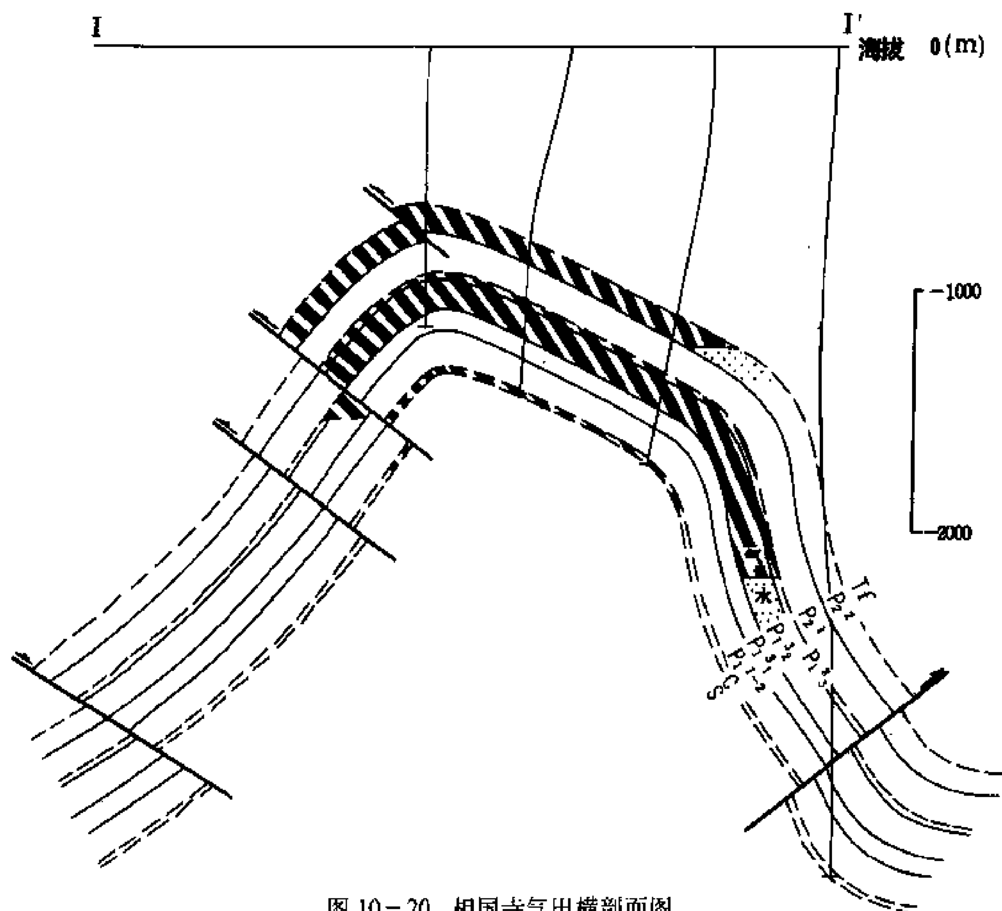



图 10－20　相国寺气田横剖面图

(剖面位置见图 10－19)

残留厚度小，横向变化大，钻探揭示厚度仅 0 ～ 15 米。岩性为膏溶角砾碳酸盐岩，根据岩性和结构特征判断，原岩为蒸发潮坪相的碳酸盐岩－膏盐岩的组合，主要由白云岩夹硬石膏组成。白云岩富含蓝绿藻，有比较发育的藻孔隙。遭受剥蚀时，膏盐被淋滤流失，岩层垮塌形成角砾构造，角砾大小不等，分布杂乱。储集层中次生孔洞的类型多种多样，主要有藻架孔、膏(盐)铸模孔、砾间孔、砾缘孔和晶间孔等，加之裂缝发育，故储集条件比较优越。孔隙度平均为 7% 左右，最高的可达 17%。但基质渗透性较低，一般小于 $0.01\times10^{-3}$ 平方微米，仅个别可达 $71.6\times10^{-3}$ 平方微米。流体的渗滤主要靠裂缝，属裂缝－孔隙型储集层。中石炭统气藏的盖层为二叠系底部的梁山组泥质岩，厚 9 米左右；底层为志留系巨厚的页岩层。

中石炭统储集层的厚度在横向上变化大，在气田南部相11 井至相 3 井间(长约 5 ～ 6 公里)存在着侵蚀窗，气层缺失。在气田范围内中石炭统被分隔成为 3 个独立气藏。

1) 相北气藏：储集层为角砾状白云岩，有效厚度可达 4 ～ 10 米，岩石孔隙度平均为 6 ～ 9%。同时，裂缝也很发育。裂缝主要有两类，一类是构造缝，特点是穿过角砾，组系明显(岩芯中可见立张缝、平张缝和两组共轭出现的扭裂缝)，缝宽 0.01 ～ 0.05 厘米；另一类为非构造缝，其特点是宽度小(多小于 0.01 厘米)，延伸短(长度一般只有几厘米)，密度大(每米可达 100 多条)，方向性不强，且分布在角砾之中。据对 8 口取芯井的统计(其中包括南区的 2 口井)，裂缝(主要是构造裂缝)的总密度北区为每米 13 条，南区为每米 9 条；其中未被充填的有效裂缝密度，北区为每米 9.3 条，南区为每米 0.7 条。岩芯裂缝的空隙度都小于 1%，北区为 0.24 ～ 0.53%，南区为 0.033%。根据北区 6 口井岩芯分析的孔隙度统计，孔隙度平均为 9.2%，比岩芯(揭片法)裂缝空隙度 0.53% 要大 17 倍。但是，裂缝的渗透率要远远大于基质的渗透率(表 10－20)，如岩芯分析的渗透率(主要是代表基质孔隙的渗透率)，一般只有 $1\times10^{-3}$ 平方微米左右，而用动态法计算的气井渗透率(主要代表裂缝的渗透率)，则与测井法计算的裂缝渗透率较接近，略小于岩芯(揭片法)统计的裂缝渗透率，

**表 10－20 相国寺气田中石炭统裂缝参数**

| 分区 | 井号 | 岩芯长(m) | 总裂缝 | | 张开裂缝 | | 小溶洞 | | 岩芯裂缝孔隙度(%) | 裂缝渗透率($10^{-3}\mu m^2$) | | | | 岩芯分析的基质渗透率($10^{-3}\mu m^2$) |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | 条数 | 密度(条/m) | 条数 | 密度(条/m) | 个数 | 密度(个/m) | | 岩芯揭片法 | 径向渗流法 | 复压曲线法 | 测井计算法 | |
| 北区 | 10 | 3.92 | 53 | 13.52 | 21 | 5.36 | 171 | 43.6 | 0.27 | 357.84 | | | 70.27 | 0.48 |
| | 12 | 30.94 | 176 | 5.69 | 167 | 5.4 | 403 | 13.0 | | | | | | |
| | 13 | 2.42 | 32 | 13.22 | 19 | 7.85 | 5 | 2.1 | 0.53 | | | | | |
| | 14 | 7.36 | 151 | 20.50 | 57 | 7.74 | 56 | 7.6 | 0.24 | 377.10 | 47.87 | | 126.56 | 2.66 |
| | 16 | 11.80 | 330 | 27.97 | 266 | 22.54 | 320 | 27.1 | | 133.25 | 97.61 | 94.47 | | 0.56 |
| | 18 | | | | | | | | | | 88.34 | 86.82 | | |
| | 25 | | | | | | | | | | 23.89 | 24.22 | 50.35 | |
| | 30 | 1.16 | 8 | 7.14 | 5 | 4.31 | 13 | 11.2 | | | 38.29 | | 72.50 | |
| 南区 | 22 | | | | | | | | 0.033 | 19.74 | 0.16 | 0.24 | 0.16 | 0.01 |
| | 32 | 4.38 | 2 | 0.46 | 1 | 0.23 | 23 | 5.3 | | | | | | |
| | 33 | 2.49 | 60 | 24.10 | 4 | 1.61 | 20 | 8.0 | | | | | | |

但比用岩芯分析的基质渗透率大几十倍到一百多倍，反映出中石炭统储集层具有双重介质的特点，即孔洞是主要储集空间，裂缝是主要渗滤通道，二者组合形成裂缝－孔隙型储集层。

相北气藏气井产量高，单井日产气80～119万立方米，各气井的原始地层压力接近，开采后全气藏关井的折算地层压力也很接近(表10－21)。

气藏最北端的相13井产水，以其关井压力随着气藏开采而降低及其与气藏之间并无断层相隔看来，可视为相北气藏的边水，气水界面海拔为－1986米。至1984年底，该气藏累计产气18.19亿立方米。

**表10－21 相国寺气田中石炭统相北气藏气井特征表**

| 井　　号 | 10 | 12 | 14 | 16 | 18 | 25 | 30 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 产层中部海拔(m) | －1808.83 | －1820.56 | －1309.73 | －1456.11 | －1366.55 | －1755.45 | －1416.72 |
| 原始地层压力(bar) | 242.92 | 295.15 | 286.51 | 289.13 | 287.53 | 294.39 | 288.43 |
| 地层压力系数 | 1.20 | 1.15 | 1.31 | 1.29 | 1.27 | 1.22 | 1.29 |
| 测试日产气量($10^4m^3$) | 83.4 | 25.9 | 119.0 | 94.2 | 85.1 | 82.0 | 86.7 |

相北气藏自1980年进入正规开发以来的4年多时间内，采气速度基本控制在7%左右，气藏压力已下降到155.92～156.9巴，但压力分布均匀，气井压降曲线基本上互相平行。1982年10月20日～11月15日，全气藏关井27天，求得气藏平均稳定地层压力为199.38巴，各井间的压力差最大达4.9巴，一般都在1.96巴左右，未形成局部特低的压降漏斗。

1983年5月底，相北气藏最南边的相10井突然产出地层水，据分析是由于压力的降落引起水体弹性膨胀而造成。由于相10井已处于储集层向南尖灭线的前缘，推断含水体积有限，属局部封闭水。

2)相南气藏：储集层的岩性为细—粗晶角砾状次生灰岩，孔隙和裂缝发育都差，发现的2口气井(相3井、相22井)，都未见地层水，其中相22井日产气量为2.5万立方米。由于产能低，南区的井均未投入开采。

相北和相南气藏是两个独立的压力系统，证据是：①两区的原始地层压力不同。南区地层压力为584.2巴，压力系数为1.59；北区地层压力为242.7巴，压力系数在1.2～1.3之间。②从产水海拔上看，相北的原始气水界面海拔为－1986米，接近于北区的最低闭合线－2000米，而南区尚未发现地层水。相北的气水界面海拔比相南气藏顶部的海拔(－2250米左右)至少高出200多米，说明南北两区不属于同一水动力系统。③南区的关井压力没有随着北区采气而降低。

3)相东气藏：中石炭统除相北、相南两个气藏外，在相东潜伏断高也发现工业气流，成为另一独立的气藏。相东气藏的储集层由角砾状细粉晶—粗粉晶白云岩夹石灰岩组成，角砾大小不均，一般为20×40毫米。剖面中部的白云岩，溶孔发育，局部密集；下部为白云岩与石灰岩互层，为细粉晶结构，白云岩中孔隙发育较好。孔隙度最高可达9.85%，裂缝也较发育，储集层为裂缝－孔隙型。相21井是相东潜伏构造上钻的第1口井，未获得原始地层压力，在井底238.79巴的回压下，日产气7.94万立方米，从1983年3月投产以来，至1984年底，累计产气1678.9万立方米。另1口气井是相19井，钻开时的原始地层压力为267.1巴，于1984年6月投产。

2. 阳三气藏($P_1^3$)

盖层为上二叠统龙潭组的泥质岩，底层为阳三¹C的泥灰岩夹泥岩层。以相14井阳三¹C取芯来看，在其上部的22米岩芯中(下部22米未取芯)，有泥灰岩13米，页岩2.2米，具有封隔能力。储集层为一套厚层一块状的生物碎屑灰岩，厚度为200米左右。据对383个岩芯样品的分析，孔隙度小于2%的样品有320个，占83.6%；据对178个岩芯测定的渗透率统计，小于0.1×10⁻³平方微米的样品有155个，占样品总数的87%，其它样品因有裂缝才使渗透率增加。储集层属裂缝－洞穴类型，缝洞发育受构造控制。平面上的缝洞发育带主要分布于主高点处，位于此带的相1、7、5、12、15井都是中、高产气井，单井日产气11.5～112.6万立方米。钻在构造翼部的井产能明显降低，如相15、6井是相邻的两口气井，相6井日产气只有0.5～2万立方米，而相15井位于长轴上，日产气量高达112万立方米。从构造应力的角度来分析，主高点是北东向和南北向两组构造线叠加的复合带，张应力集中，故构造裂缝发育。此带内各井产层的层位虽然不同，但却相互连通，形成相1井压力系统(图10－21)。由北而南各气井的产层层位：相12井为阳三³、相1井为阳三²B，相7井为阳三²C，相5井为阳三¹B，相15井为阳三²B。相14井为中石炭统气井，是相15井完

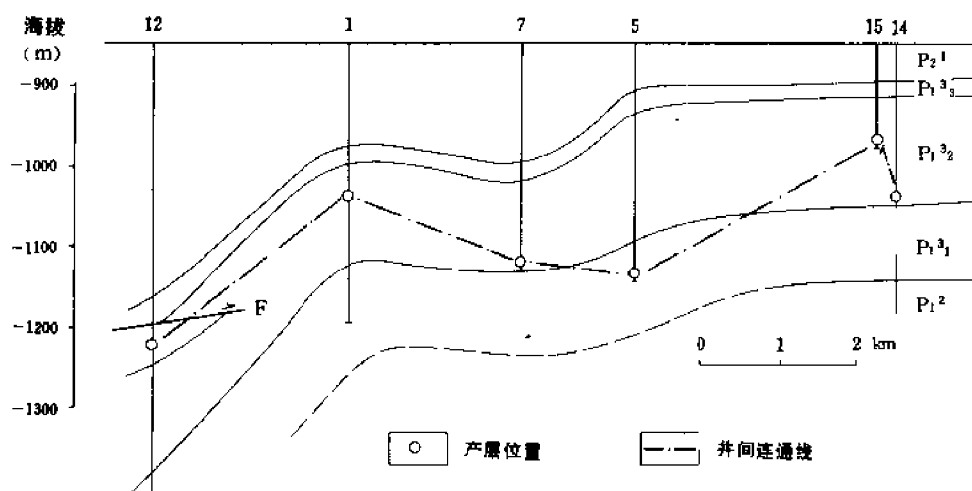



图10－21　相国寺气田阳三气藏相1井系统井间连通图

钻之后才钻开的，其井位在相15井北东193米处，两井所钻地层完全可以对比，阳顶海拔高程仅相差3米。当相14井钻至阳三²C底部(井深1955米，海拔－1038米)时，发生洗井液漏失，随后发生强烈井喷，井喷期间相15井套压由185.3巴降为170.6巴，证明它与相15井阳三²B产层(中部井深1887.5米，海拔－975米)相通。两井的产气层层位不同，产层中部海拔相差63米，连通线与垂直线之间的夹角为60°。它们是由哪种通道连通的呢?经过对比，这两口井二叠系地层正常，未发现断层，两个产层间也无泥质岩隔层，故连通的通道就只能是穿层裂缝。由于这两口井都位于西翼纵断层的上盘，故推断这种穿层裂缝是成组出现的纵张缝。

相1井系统气井的最低产气层海拔是－1220米，目前尚未发现地层水。经测试气藏原始地层压力为278.88巴，压力系数为1.45。至1984年底，阳三气藏累计产气9.42亿立方米，地层压力已降至60～65巴，气藏日产气20万立方米(其中相15井日产气14万立方米)。

阳三气层在南区有2口气井(相3、22井)，均位于南高点上，这两口井产气层都为阳三$^{1}$，但开采中互不连通，形成两个互不连通的小系统。相3井系统未获得原始地层压力。相22井系统原始地层压力为378.36巴，压力系数为1.63。另外，位于背斜南轴的相2井，在阳三$^{2}$C层气水同产，经电测找水判断，产水段是海拔－2327米至－2343米。若以其顶界作为南区气藏的原始气水界面，预计还可能会发现一些新的含气系统。

西翼断层带相当复杂，目前尚未弄清，看来与轴部区不连通。如相4井在断点附近(3号断层)的阳三$^{2}$C产地层水，产水层海拔为－1828至－1835米，但相邻的相26井在阳三$^{2}$和阳三$^{1}$C产纯气，日产气量分别为0.65和1.01万立方米，产气层中部海拔分别为－1930米和－2095米，低于相4井水层海拔，说明产水井与产气井不连通。相4井水层顶部海拔比相2井气水层顶部海拔高出500米，看来二者也不连通。这些特点说明阳三气藏气水关系相当复杂。

相2井地层水为$Na_2SO_4$水型，矿化度33.7克／升，$Cl^-$含量为19184毫克／升，与中石炭统气藏地层水有区别(相13井中石炭统的地层水为$CaCl_2$水型，矿化度为46.45克／升，$Cl^-$含量为28284毫克／升)，但两个气藏的天然气成分相近(表10－22)。

*3. 长兴气藏*($P_2^2$)

储集层为一套生物碎屑灰岩、夹泥晶灰岩、燧石结核灰岩及少许黑色页岩，钻探揭示厚度为100米左右。生物体内可见白云岩化及重结晶作用，但发育不均。长兴气藏的显示井主要分布在背斜的北高点和西翼断裂带上。如相6井钻进过程中发生井喷，喷高达24米，完钻测试日产气3.0729万立方米，原始地层压力为206.4巴，压力系数为1.32；相1井中途测试日产气0.93万立方米；西翼的相20井日产气0.35万立方米，1978年6月测得的最大关井压力为214.6巴，折算到相6井产层中部海拔－681.66米处的压力为233.3巴，比相6井压力高26.8巴，它们不应属于同一裂缝系统。沿长轴向南的相3、29井产地层水，水层中部海拔为－1677、－1684米，因而南高点的含气条件不理想。

相6井自1975年7月投产以来，至1984年底，累计产气0.53亿立方米，目前日产气量为3万立方米，关井压力为140巴左右。

长兴气藏的天然气组分中甲烷含量占98.31%，乙烷占0.03%，硫化氢含量为每立方米0.031克；天然气密度为0.564千克／立方米。

*4. 阳二气藏*($P_1^2$)

储集层厚100米，主要为灰褐色石灰岩，质较纯，局部微含白云质及硅质；生物以藻屑为主，次为腕足、有孔虫、介屑等。在断层附近裂缝和孔洞发育，属与断裂有关的裂缝－孔洞型储集层。

位于西翼断层带的相11井，在阳二段钻遇8条断层，其中最大断层的断距可达570米，累计钻探揭示厚度为1675.5米，比正常厚度大11倍左右；实际上相11井阳二段为一破碎带，钻进过程中有井喷、井涌和气侵显示。完钻后，下套管到阳二$^{2}$层顶部，经测试(裸眼井段长1699.44米)，日产气10.08万立方米，未求得原始地层压力。天然气组分中氦气含量为0.251%，比其它层位高出一个数量级，是否有深层气沿断层上窜，值得注意。

回顾相国寺气田的勘探开发工作，特别是中石炭统气藏的发现过程，初步认为有以下几点值得重视。

第一，进行正规的详探是开发气藏的前提条件。1977年发现中石炭统气藏之后，即开展了正规的详探和地质研究，在搞清地下情况的基础上编制了开发设计，并认真实施。对气藏开发中出现的问题也及时地作了研究，因而气藏投入正规开发以来，生产正常，开发效果

表10－22 相国寺气田阳三层和中石炭统的天然气组分对比表

| 天然气成分 / 气藏名称 | 甲烷 (%) | 乙烷 (%) | 丙烷 (%) | 异丁烷 (%) | 正丁烷 (%) | 氢 (%) | 氮 (%) | 硫化氢 ($g/m^3$) | 二氧化碳 ($g/m^3$) | 密度 ($kg/m^3$) |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 阳三气藏 | 98.15 | 0.79 | 0.08 | 0.01 | 0.01 | 0.01 | 0.82 | 0.034 | 1.58 | 0.562 |
| 中石炭统气藏 | 97.27 | 0.88 | 0.09 | 微 | 微 | 0.01 | 1.34 | 0.02 | 6.48 | 0.567 |

良好。

第二，实测气田的地温为气田开发提供了可靠数据。过去在试井计算中都一律用 41.5 米／℃ 的地热增温率和 16℃ 的常年平均温度，使一些计算结果出现了偏差和“怪现象”。通过对 7 口井 136 个点井内静地温测量和上千个气象资料数据的分析整理，获得了本气田的静地温曲线，发现静止地温与海拔高程相关。用实测地温资料使动态分析的质量大为提高。

第三，要综合选定测试层段。四川的产气层主要是裂缝性的，钻遇裂缝常有较强烈的显示，它是选择测试井段的重要依据，故逐步形成了有显示就测试的制度。这种认识对于一些具有大、中型裂缝的气层是正确的，但对于相国寺中石炭统这类储集层则不适合，因其裂缝规模小，虽然地层压力系数也在 1.25 ～ 1.3 以上，但钻进中却无明显显示。石炭系气藏的发现井是相 18 井，钻进中无任何显示，由于当时的决策人坚持了“有新层必须测试”的指导思想，结果获得了日产 85.05 万立方米的高产气井，从而在川东地区开拓了一个新的勘探领域。

**六．石龙峡气田**

石龙峡气田位于江津县境内。1955 年发现地面背斜，1956 年作 1 ：5 万地质细测，1972 年作 1 ：5 万地震详查，1983 年进行地震补充详查，1958 年 2 月开始钻探，至 1959 年初，完钻的 5 口井全部落空，因未获得工业气流而一度停止了勘探工作。1966 年 11 月再次钻探，于次年 1 月在峡 7 井测试中发现了嘉四[1]气藏，至 1972 年底，又完钻了 10 口井，其中获得低产的气井有 6 口，加上原来有的 5 口井，探井成功率只有 40%。由于勘探的效益不高，因而又一次停止钻探。1984 年在补充地震详查工作的基础上，再次部署探井，希望在二叠系有新的发现。已完钻的井中，最深的是峡 17 井，井深为 2587.2 米，完钻层位为阳二[1]；峡 1 井钻达志留系，井深为 2574 米。至 1984 年底，该气田完钻井共 15 口，其中获工业气流的井有 6 口，获低产的气井有 2 口；发现了嘉一、嘉二、嘉三和嘉五等 4 个气藏。至 1984 年底，嘉一和嘉二气藏累计产气 4.69 亿立方米。

石龙峡背斜是一个近南北向的梳状背斜，核部出露最老地层为香溪群，地表断层少，是一个圈闭较完整的大—中型背斜构造。经地震查明，地腹构造变小（表 10－23），断层增多（图 10－22），高点向北偏移。地震详查发现，在南长轴端部有一个潜伏高点，阳新统顶的闭合面积为 1 平方公里，闭合度为 20 米；西翼的断层下盘也有一个潜伏高点。在已钻的 15 口中，共有 11 口井发现断点 23 个，主要分布在 $Tc^{4+5}$（有断点 11 个）和 $Tc^2$（有断点 6 个）两层内；此外，钻达二叠系的 2 口井也都发现了断层。所钻遇的断点最大断距为 60 ～ 70 米，多数未切断 $Tc^{4+5}$ 的石膏盖层。断层多分布在背斜顶部。

石龙峡气田的储集层与相邻的东溪和石油沟气田相比没有明显的变化，只是中三叠统雷口坡组被剥蚀；气层都在嘉陵江组，气田也由多个气藏叠合组成（图 10－23）。

*1．嘉五[1]气藏（$Tc^5_1$）*

储集层厚 22 米，由石灰岩夹灰质白云岩及溶孔鲕粒灰岩组成，后者孔隙度可达 7.5%。在峡 9 井钻进过程中钻具两次放空（放空 0.2 米和 0.3 米）、井发生强烈井喷，说明

表 10-23　石龙峡气田构造数据表

| 构造单元 | 制图层 | 轴向 | 闭合面积 ($km^2$) | 长轴 (km) | 短轴 (km) | 闭合度 (m) | 两翼倾角 | | 断层条数 | 上下构造符合情况 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | | | | 西翼 | 东翼 | | |
| 主体背斜 | $Jc^2$底 | 10°~340°~354° | 312.4 | 66.9 | 6.4 | 2350 | 43°~50° | 40°~50° | 1 | 地下各层构造的高点向北偏移 1.4 ~ 2.0 公里 |
| | Tf顶 | 10°~340°~353° | 210.0 | 57.0 | 4.4 | 1505 | 18°~43° | 22°~53° | 13 | |
| | $P_2^1$顶 | 10°~340°~353° | 180.0 | 56.0 | 4.0 | 1190 | 18°~37° | 21°~49° | 19 | |
| | $P_1^3$顶 | 10°~340°~353° | 160.0 | 56.0 | 3.9 | 1255 | 16°~34° | 18°~45° | 19 | |
| | $O_2$顶 | | 100.0 | 44.0 | 2.5 ~ 3.1 | 870 | | | | |
| | ∈顶 | | 75.5 | 42.0 | 2.5 | 810 | | | | |
| 峡西潜伏断高 | $P_1^3$顶 | | 8.0 | 7.0 | 2.3 | 110 | | | | |

有大缝洞存在。获气的 2 口井(峡 6、9 井),均位于背斜高点。峡 6 井、峡 9 井均以低产量生产天然气,供生活所用,后来先后因被水淹而停产,累计产气 87.7 万立方米,累计产水 1375 立方米,目前这 2 口气井均已报废。峡 9 井测得原始地层压力为 50.19 巴,压力系数为 0.86,即小于静水柱压力。地层水不仅在生产中很活跃,而且水的性质也很特殊,$Cl^-$ 含量只有 110 ~ 156 毫克/升,矿化度为 2.3 ~ 3.6 克/升,属 $Na_2SO_4$ 水型,具有与地面水交替的特点。位于高点附近的峡 17 井,有一断层由嘉五段($Tc^5$)上延至香溪群(Th)砂岩层中,因为香溪群(Th)泥岩夹层很薄,封隔条件差,可能与地表水沟通。看来顶部区的嘉五气藏是一个受破坏的残余气藏,气水关系相当复杂,气产量低。

2. 嘉三气藏($Tc^3$)

储集层由石灰岩及白云岩组成,厚度为 150 米。获气井有 2 口(峡 7 井、峡 15 井),均位于构造顶部。两口井相距仅 2 公里,但连通却不明显,现将 2 口井产气情况对比于表 10-24 中。

峡 15 井是 1 口纯气井,产层海拔比气水同产的峡 7 井只高 50 米,2 口井的产层层位不同,峡 7 井的产层位于 $Tc_1^4$ 的顶部,峡 15 井的气则主要自 $Tc_1^4$ 的底部产出。嘉三气藏的范围小,仅分布在构造顶部区,据峡 7 井以北 2.5 公里的峡 8 井和峡 15 井以南 5 公里的峡 2、3

表 10-24　石龙峡气田嘉三段气井特征对比表

| 井号 | 产层中部 | | 产层层位 | 产层到盖层底的距离 (m) | 钻进中显示特点 | 测试结果 | | 气井生产情况 | 累计产气量 ($10^4m^3$) | 累计产水量 ($m^3$) |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | 井深 (m) | 海拔 (m) | | | | 气 ($10^4m^3/d$) | 水 ($m^3/d$) | | | |
| 7 | 639 | -162 | $Tc_1^4$顶 | 4 | 放空 1 米,喷高 15 米 | 4.22 | 144 | 1969 年 4 月投产,1976 年水淹停产 | 734.1 | 3241 |
| 15 | 646 | -110 | $Tc_1^4$底 | 28 | 喷气 | 16.20 | 0 | 1971 年 7 月投产,间歇生产至今,未出水 | 1501.1 | 5 |

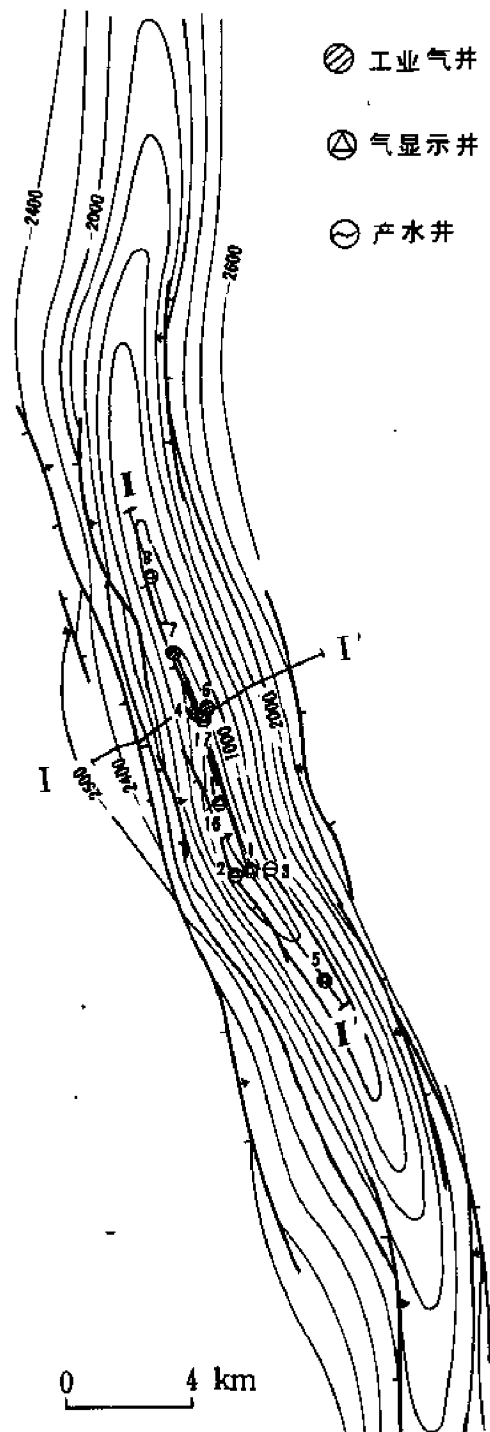



图 10－22　石龙峡气田飞仙关组顶面构造图

井在中途测试都产地层水来推算，气藏面积可能小于10平方公里。至1984年底，嘉三气藏累计产气0.22亿立方米。

峡7井地层水属$CaCl_2$型，$Cl^-$含量为31000～32000毫克/升，矿化度为55～60克/升。两井的天然气成分接近，甲烷含量为96～97%，乙烷含量为0.7～1.0%，硫化氢含量为每立方米14～15克。

*3. 嘉二$_2$气藏($Tc_2^2$)*

钻探揭示厚度为40米，岩性主要为石灰岩夹白云岩，底部为蓝灰色泥岩及硬石膏层。储集层上部和下部的粒屑白云岩溶孔较发育，孔隙度最高可达14.43%，一般为2～5%，构造顶部和断裂带裂缝都较发育。盖层为$Tc_3^2$底部的硬石膏层；底层为$Tc_2^2$底部的蓝灰色泥岩及硬石膏层。

在构造顶部钻探的峡12、16井均获工业气流。峡12井测试日产气量为13.82万立方米；1971年7月投产，是1口纯气井，初期以日产4～10万立方米的产气量生产，开采一年以后产量降到日产2～3万立方米，1979年以后日产气量小于1万立方米，目前日产气量已降到0.1万立方米。开采10多年来，产气量和地层压力虽然逐渐递减(关井压力由145巴降到目前的42巴)，但生产中尚未见地层水。峡16井中途测试日产气量为2.5万立方米、完井后进行大段裸眼测试，日产气量为1万立方米。1971年起以低产量(每月产气2000～4000立方米)生产供生活用的气，生产一年后出地层水，1979年因被水淹而停产(据分析，水可能来自上覆的嘉三段或嘉二$^3$层)，未取得原始地层压力资料。其它井穿过此层时，未见水显示。含气面积不清楚。

*4. 嘉一气藏($Tc^1$)*

由深灰色、灰色石灰岩组成，厚210米。产气层段位于储集层顶部40～50米处，层位为嘉二$^1$和嘉一$^4$，岩性为泥晶灰岩夹粗结构的白云岩和石灰岩，粗结构岩类的针孔和小溶洞发育。据岩芯分析，孔隙度一般为3～5%，最高达18.33%，但渗透率多小于$10^{-3}$平方微米。产气层段的裂缝也较发育，据峡4井取芯观察，针孔和溶洞最发育的层段(井深1037～1039米)普遍有张开裂缝存在，钻进中有井涌现象发生，经测试日产气量为41.7万立方米。储集层类型属于裂缝－孔隙型。这种由裂缝和孔洞组成的储集层段可多达4～5层，但横向连续性差。

钻达和钻穿此层段的井有10口，其中的8口井有气显示或喷气，显示段的层位高低不一，经过测试的4口井中，获工业气流的井有2口(峡4、10井)，获微气的井有2口(峡8、11井)，后2口井试油不彻底，但都未见地层水。气藏原始地层压力为195.05巴，含气范围目前尚未探明。

峡4井于1970年11月投产，峡10井为观察井，生产中2口井相互连通，属同一系统。此外，还发现峡4井($Tc_1^2$～$Tc^1$)与峡12井($Tc_2^2$)相互连通，据分析是因峡4井套管水泥窜槽而造成。到1984年底，嘉一和嘉二$^2$气藏累计产气3.59亿立方米。

在石龙峡背斜构造顶部，嘉三段以上，断层比较集中，气藏的保存条件受到不同程度的破坏，由图10－24可见，嘉五和嘉三气藏在背斜的顶部都受到断层的切割，而嘉二$^2$和

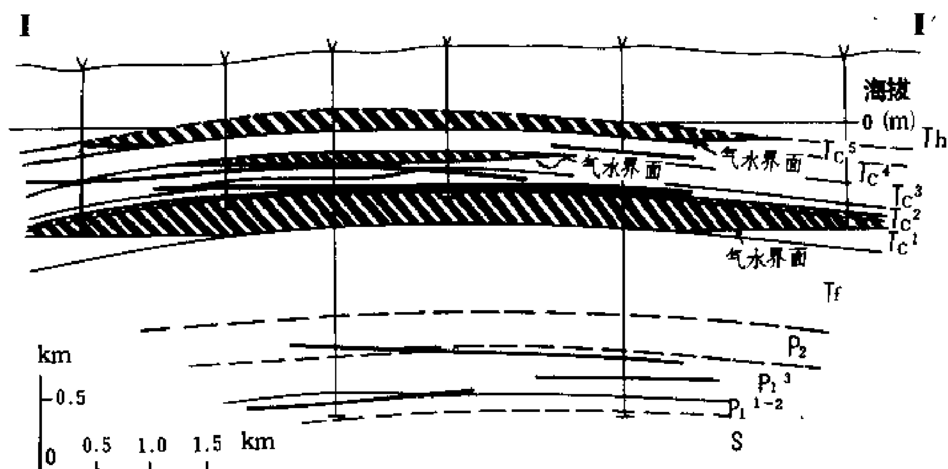



图 10－23 石龙峡气田纵剖面图

(剖面位置见图 10－22)

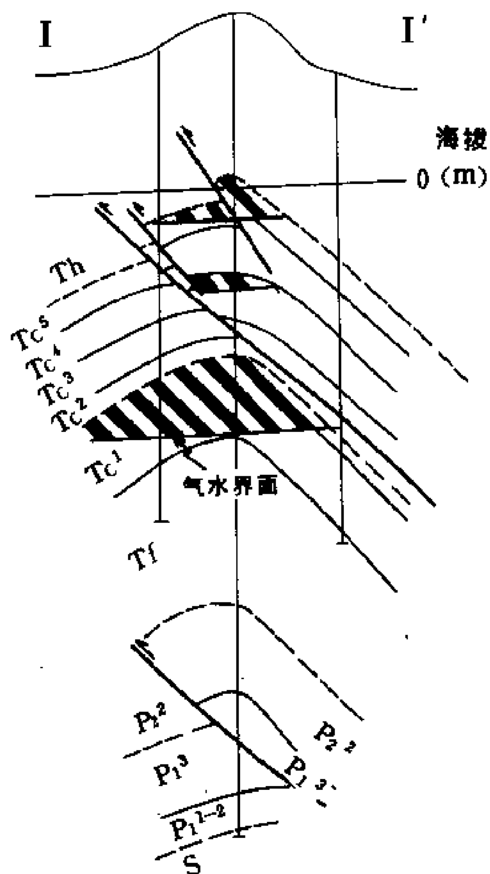



图 10－24 石龙峡气田横剖面图

(剖面位置见 10－22)

嘉一气藏的断层只切于背斜的翼部，圈闭保存良好。因此，前两个气藏的压力系数与相邻的东溪气田同层气藏相比要低得多，地层水比较活跃，气水关系也较复杂；而嘉二$^2$和嘉一气藏，地层压力高，与本区属于超高压的特点相一致，地层水表现不活跃(表10－25)。

表10－25　石龙峡气田气井地层压力对比表

| 井号 | 产气层位 | 气层中部井深(m) | 原始地层压力(bar) | 地层压力系数 | 测试日产气量($10^4m^3$) | 产水情况 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 6 | $Tc^5_1$ | 488 | 37.76 | 0.79 | 6.97 | 后期产水,气藏水很活跃 |
| 9 | $Tc^5_1$ | 594 | 50.19 | 0.86 | 2.51 | 气藏水很活跃 |
| 7 | $Tc^4_1$ | 639 | 51.67 | 0.82 | 4.22 | 日产水$144m^3$,水较活跃 |
| 15 | $Tc^4_1$ | 646 | 85.73 | 1.35 | 16.22 | 水较活跃 |
| 4 | $Tc^2_2$ | 1038 | 195.05 | 1.91 | 41.71 | 水不活跃 |
| 10 | $Tc^2_1 \sim Tc^1$ | 1024 | 174.32 | 1.74 | 1.20 | 水不活跃 |

在背斜顶部二叠系气藏遭到破坏。钻达下二叠统的峡1井和峡17井均产地层水。峡1井中途测试日产水量为86立方米，峡17井钻遇3个水层，最上面的水层为阳三$^3$水层，日产水畅流量为235立方米，$Cl^-$含量为12610毫克／升，矿化度为21.98克／升，属$CaCl_2$水型，折算水层压力为298.12巴，压力系数为1.42。第二个为阳三$^2$水层，井深2300～2320米，中途测试日产水最大畅流量为288立方米，在这个水层的产出部位有厚达2米的乳白色方解石层(井深2312～2314米)，岩屑中的方解石含量为90～100%，钻井过程中有蹩钻现象，看来是可能存在有大裂缝或破碎带。第三个为阳三$^1$水层，井深2371～2373米，日产水量为51.8立方米，从水的性质上看三个水层的区别不大。

石龙峡构造的探井成功率只有40%。第一次钻探(1958～1959年)的5口井系根据地面构造资料布井，因地下高点北移故而全部落空，使发现气田的时间推迟了8年。第二次钻探(1966～1972年)发现了4个气藏，成果不小，但对地下气藏的地质特点未能搞清，其次对水的活动认识不足，造成气井水淹而停产，有的井则由于固井质量差，外层水窜入而报废。这些都是值得总结的教训。

石龙峡背斜的圈闭面积以嘉陵江组底为制图标准层计算有210平方公里，但完钻的15口井，只分布在顶部10多平方公里内，钻探范围比较局限。经地震勘探发现，除主高点外，在构造的低部位也有小高点和断鼻圈闭，这些领域都值得重视，另外还可能存在岩性－构造复合圈闭的气藏。多产层、多裂缝系统是四川盆地气藏的一个特点，如塘河、临峰场等背斜，在构造的高部位已产水，在低部位仍存在气藏，甚至可以找到高产气藏。从石龙峡气田与相邻气田对比看，岩性没有明显的区别，尚未发现的区域性产气层，如嘉四$^3$层、飞仙关组和长兴组等，也可能成为潜在的产气层。总之，在纵、横向上探气的领域还很广阔，值得进一步做工作。

## 第三节 川 南 气 区

四川盆地南部气区的范围南起叙永之高木顶和珙县之长宁构造；西至南溪县之莲花寺、宋家场构造和泸县之古佛山构造；北抵永川县的东山构造；东达巴县和江津县的石板场、宝华场、临峰场和梁董庙构造，面积为2万平方公里。区域构造位置属华蓥山褶皱带向南呈帚状撒开的川南低陡褶皱带。

川南气区是四川盆地最早建成的气区。本世纪30～40年代曾做过一些零星的调查。大规模的石油地质勘探工作始于50年代，到50年代末期基本完成了地面地质调查。60年代中期开展连片地震详查，并于1972年编制了阳新统顶面和嘉陵江组顶面的连片构造图，到1984年底，共发现地面背斜构造57个，潜伏构造60个。1956年5月开始在黄瓜山背斜钻探，同年在黄1井发现嘉一气藏。至1984年底，共钻探了50个构造（其中背斜44个，向斜6个），完钻井613口，获气田32个、含气构造2个。构造钻探成功率为64%，其中，背斜构造的钻探成功率为72.7%。共获产气井315口，探井成功率为51.4%。共发现9个工业性气层（香溪、嘉三、嘉二$^3$、嘉二$^2$、嘉一、飞一、长兴、阳三和阳二气层），107个气藏，197个裂缝系统。

通过勘探和研究，对气区地质特点有了一定程度的认识。

1）背斜构造是形成气田的重要地质基础。川南气区已调查了52个地面背斜（未计贵州省辖区的太和场、旺龙场和官渡塘等背斜），已查明57个潜伏构造。它们成排成带分布，有东西、南北、北东、北西4个方向的构造，每个构造都不同程度地受这几个方向构造力的作用，因而构造裂缝发育，这对于低渗透性储集层改善渗滤条件有着重要的作用。背斜上的断层规模不大，两翼倾角一般为10°～20°，上下构造的符合程度较高，背斜圈闭完整，这些地质条件都有利于油气的聚集。

2）断层带往往是高渗透性储集带。川南气区的所有背斜都有潜伏断层发育，多属走向或斜交逆断层类型，落差为50～800米，延伸1～20公里不等，除了少数"通天"大断层致使油气藏遭受破坏外，多数中、小断层形成的裂缝发育带则常常是高渗透性的储集带。据阳新统的350口探井统计，其中有121口产气井、32口产水井的位置距离断层在800米以内（其中有2/3的产气、水井距离断层在300米以内），气井成功率和裂缝机遇率分别为44%和55.6%；距离断层800米以外的气井成功率和裂缝机遇率只有29.3%和40%。

3）产层层数多。有5套9个工业性产层，由上而下是：

第1套为香溪群。由砂岩夹页岩及薄煤层组成，厚度为500～550米。属裂缝－孔隙型储集层，目前只在纳溪、合江及朱沱3个气田获得工业性气流。它是一个次要气层。

第2套为嘉陵江组。由石灰岩、白云岩与硬石膏互层组成，厚度一般为500～700米；但在泸州一带由于是印支古隆起的核部，上部地层均被剥蚀，残余厚度只有380米。该区嘉陵江组的最高气层为嘉三（包括嘉四$^1$），往下有嘉二$^3$、嘉二$^2$和嘉一（包括嘉二$^1$）等4个气层。气层的存在与剥蚀幅度有关，在剥蚀程度大的古隆起核部的泸州地区，只有最下部的嘉一气层存在，由内往外上部的气层即逐渐出现。

第3套为飞仙关组。主要由暗紫色泥岩和灰色石灰岩组成，厚度为400～500米。由该区往东石灰岩增多，逐渐变为以浅海相石灰岩为主的沉积；往西泥岩和砂岩增多，逐渐变

为以泥、砂岩为主的沉积。产层为飞一段，厚 100 ～ 120 米，主要分布在阳高寺气田以东地区。

第 4 套为长兴组。岩性为深灰色生物灰岩夹薄层页岩，厚度为 35 ～ 50 米，往东、西两侧岩性变化与飞仙关组相似。产气层分布在九奎山及其以东的地区。目前已在 12 个背斜气田内发现了工业性产气层，它们是九奎山、中兴场、纳溪、庙高寺、鹿角场、朱沱、榕山镇、李子坝、永安场、塘河、临峰场和丹凤场。

第 5 套为下二叠统（阳新统）。由生物灰岩夹少许页岩和燧石层组成，厚度为 350 ～ 400 米。在阳二的底部（阳二$^1$C）岩性为泥灰岩夹页岩，厚 20 ～ 30 米，在没有被较大的断层切割时，可起隔层作用，使阳新统分为两个独立的气层，即阳三（茅口组）气藏和阳二（栖霞组）气藏。阳三气层是川南气区的主要气层，已发现 27 个气田有阳三工业气层存在，此气层的储量占全气区已探明储量的 60%。阳二气层目前只在九奎山、纳溪、桐梓园、牟家坪、庙高寺、合江、榕山镇、永安场、临峰场等 9 个构造获得工业气流。

川南气区的产气层在纵向上集中在下三叠统到下二叠统这一层段内，埋深多在 1000 到 2000 多米，对钻探和开发较为有利。气田具多产层的特点，平均每个气田有产气层 3.3 层。

4）气层压力由西往东逐渐增高。本区各气藏的地层压力变化很大，从接近于静水柱压力到大大地高出静水柱压力，压力系数从 1.0 到 2.3 不等，但具趋势性，一般可以分为 3 区：该区的西部（付家庙—阳高寺—九奎山一线以西的地区）为常压区，压力系数为 1.0 ～ 1.2（层位为阳新统，下同）；中部（上述一线以东和李子坝—二里场—五通场一线以西之间的地区）为高压异常区，压力系数为 1.2 ～ 1.8；东部（包括白节滩、庙高寺、合江、鹿角场及其以东的气田）为超高压区，压力系数为 1.8 ～ 2.2。异常高压的形成可能与构造动压力、差异压实、烃类成熟期先后等因素有关。但值得注意的是储量大、范围大的气藏都位于压力系数为 1.0 ～ 1.1 的常压区；而超高压区的气藏，储量都较小，而且多半是 1 口井就是一个独立的裂缝系统。

5）气藏的规模都较小。根据对已计算了储量的气藏和裂缝系统的统计，平均每个气藏的储量仅为数亿立方米。

6）气水同产井多，气水关系复杂。已投产的 30 个气田中，有 29 个已产地层水；已投产的气井已有 49% 为气水同产井（其中又有 1/4 的井因被水淹而停产）。全区历年累计产水量为 414 万立方米。地层水在区内的分布不受区域性海拔高程的控制，即在本区内没有一个统一的气水界面存在。因此在背斜上已产出地层水，在向斜中仍然还可以获得天然气，如云锦向斜中的云 1 井，是一口长期稳产的低产气井，日产气量在 2 万立方米左右，投产 13 年以来，产量较稳定，已累计产气 1700 多万立方米。该井位于云锦向斜的最低点，产气层（阳三）的海拔比其东西两侧的坛子坝和龙洞坪背斜阳三气藏产水层的海拔要低 1000 多米，说明其间互不连通。又如况场向斜中的况 3 井，位于纳溪和南井两背斜之间，纳溪气田的纳 34、43 井和南井气田的井 9 井的阳三气层中都产了地层水，但同层海拔比它们低 300 多米的况3井却产纯气，日产气量为 10.28 万立方米。此外，同一背斜内高处产水、低处产气的现象也很普遍，较典型者已在第八章中的纳溪气田阳三气藏作了论述。

看来气水的分布并不是受区域构造或局部构造（背斜）的控制，而是受更小的单元即储渗体或裂缝系统的控制。每个储渗体就是一个聚集单元，气水共存于其中，气水的重力分异也仅限于储渗体的小范围内。

由于气水分布的这种特点，在一些已勘探和开发了几十年的背斜气田上，某些老气层中还不断有新裂缝系统的气藏发现；甚至在一些老气田钻探程度较高的部位或在背斜高部位已见水的构造上，进行二次勘探时还可发现新裂缝系统的气藏。前者如永安场背斜气田的永12井，在阳三$^2$层日产气(无阻流量)328万立方米；后者如广福坪气田的福12井系统。实践证明，对这个老气区进行二次勘探还有很大的潜力。

**一、阳高寺气田**

阳高寺气田位于泸州市以北。40年代曾作过路线地质调查，发现有地面背斜存在。1955年进行地质普查，次年作1：5万地质细测；1966年进行了地震详查，1971年进行地震细测，1974年对下古生界作地震详查。1958年3月开始钻探，同年6月在阳1井嘉一段获得工业气流；1959年3月在阳7井又发现二叠系气层，此后对二、三叠系气层进行勘探开发。1973年开始钻探下古生界，钻了探井2口，未获工业气流。至1984年底，共完钻井42口，其中获工业气流的井有19口，探井成功率为45.2%。最深的阳深2井深达5470米，完钻层位是下寒武统遇仙寺组。获嘉一、飞一、阳三等3个气藏以及长兴和阳二等2个含气层；至1984年底，阳高寺气田累计产气39.78亿立方米，目前有10口生产井。

地面构造为一短轴丘状背斜，轴向北东，核部出露最老地层为侏罗系自流井群。地下构造与地面基本符合(表10－26)，但具有高点多和断层多的特点(图10－25)。断层均属逆断层，与轴线平行或斜交，长1 ～ 10 公里，断层落差为100 ～ 300 米，倾角为40 °～ 70 °，由于断层的切割，地腹的几个高点呈左行斜列。

**表10－26 阳高寺气田构造数据表**

| 制图层 | 轴向 | 闭合面积($km^2$) | 长轴(km) | 短轴(km) | 闭合度(m) | 两翼倾角 | | 断层条数 | 上下构造符合情况 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | | | 西北翼 | 东南翼 | | |
| $Jc^1$顶 | 北东 | 75.0 | 22.0 | 4.6 | 400 | 11°～15° | 10°～15° | 3 | 地腹构造除主高点外，在其南北各出现一个高点。主高点和北高点均向北偏移，如至阳新统顶构造则偏移0.5和1.5公里 |
| Tc顶 | 北东 | 65.1 | 23.2 | 4.5 | 400 | 11° | 14° | 10 | |
| Tf顶 | 北东 | 59.3 | 23.4 | 4.0 | 440 | 10°～20° | 25°～33° | 11 | |
| $P_2$顶 | 北东 | 53.7 | 24.0 | 4.0 | 450 | 11° | 24° | 11 | |
| $P_1$顶 | 北东 | 85.0 | 30.0 | 5.1 | 430 | 11° | 12° | 19 | |
| $P_1$底 | 北东 | 80.0 | 26.0 | 4.6 | 260 | | | | |
| $O_2$顶 | 北东 | 29.0 | 30.0 | 3.5 | 220 | | | | |
| –∈顶 | 北东 | 64.0 | 23.0 | 9.7 | 200 | | | | |

阳高寺气田位于印支期泸州古隆起的顶部，嘉三段以上至中三叠统地层缺失，区域性的嘉三气层虽然尚有残存，但由于嘉四段硬石膏盖层被剥蚀，同时香溪群底部泥质岩盖层的条

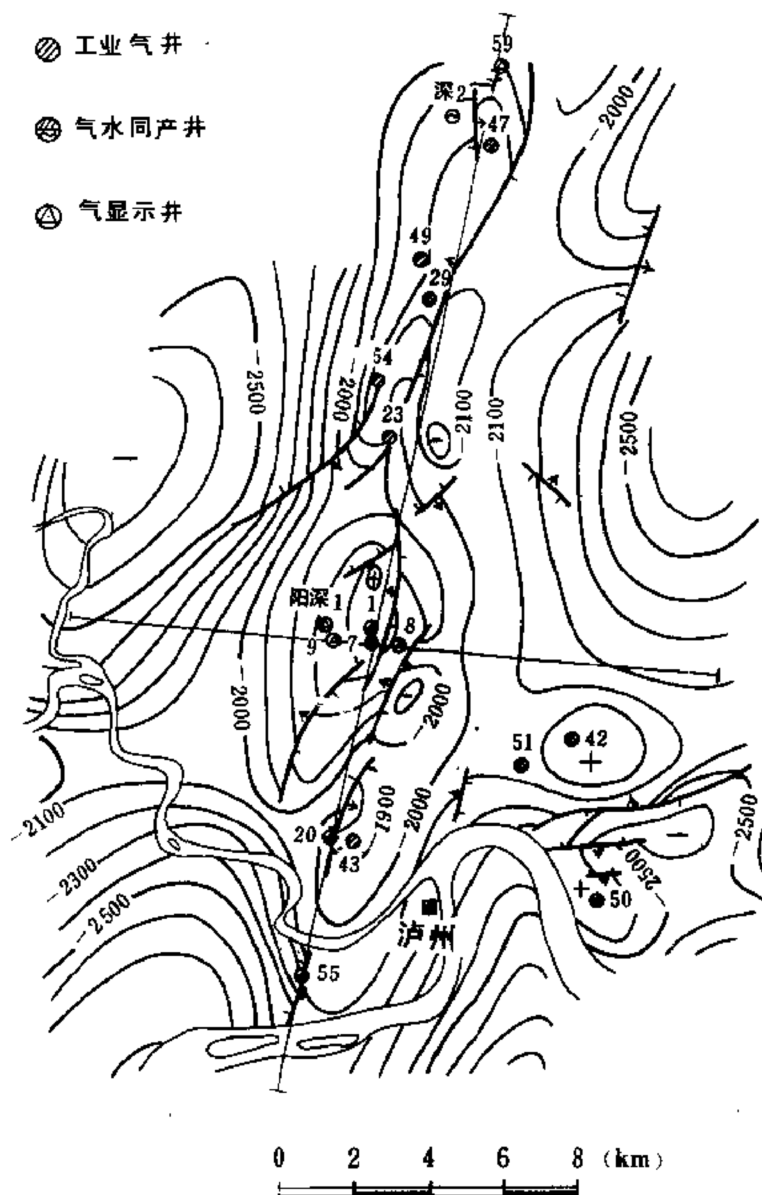



图10－25 阳高寺气田下二叠统顶面构造图

件较差，故气藏被破坏。60年代中期，以嘉三段顶部的风化壳为目的层进行钻探，经过取芯和测试，只发现少量原油和天然气，普遍产地层水。产油量最多的是阳20井，共计产油21.6吨。原油密度为0.855～0.875千克/立方米，粘度(50 ℃)为$5\times10^{-5}$～$9\times10^{-5}$帕秒，凝固点为13～18 ℃，属残余原油的性质。天然气日产量只有几十至几百立方米，油、气均无开采价值。

阳高寺气田的最上部气藏是嘉一气藏，在其下的飞仙关组和二叠系也获得工业气

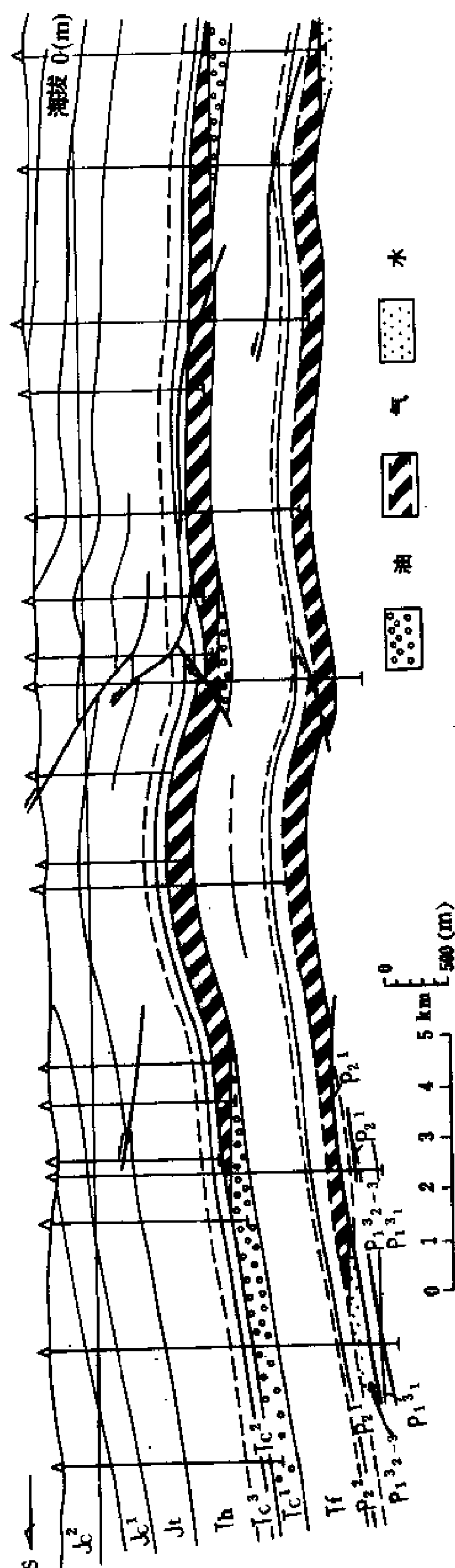



图10－26　阳高寺气田纵剖面图
（剖面位置见图10－25）

流。其中嘉一和阳三是两个主要气藏（图10－26、图10－27）。

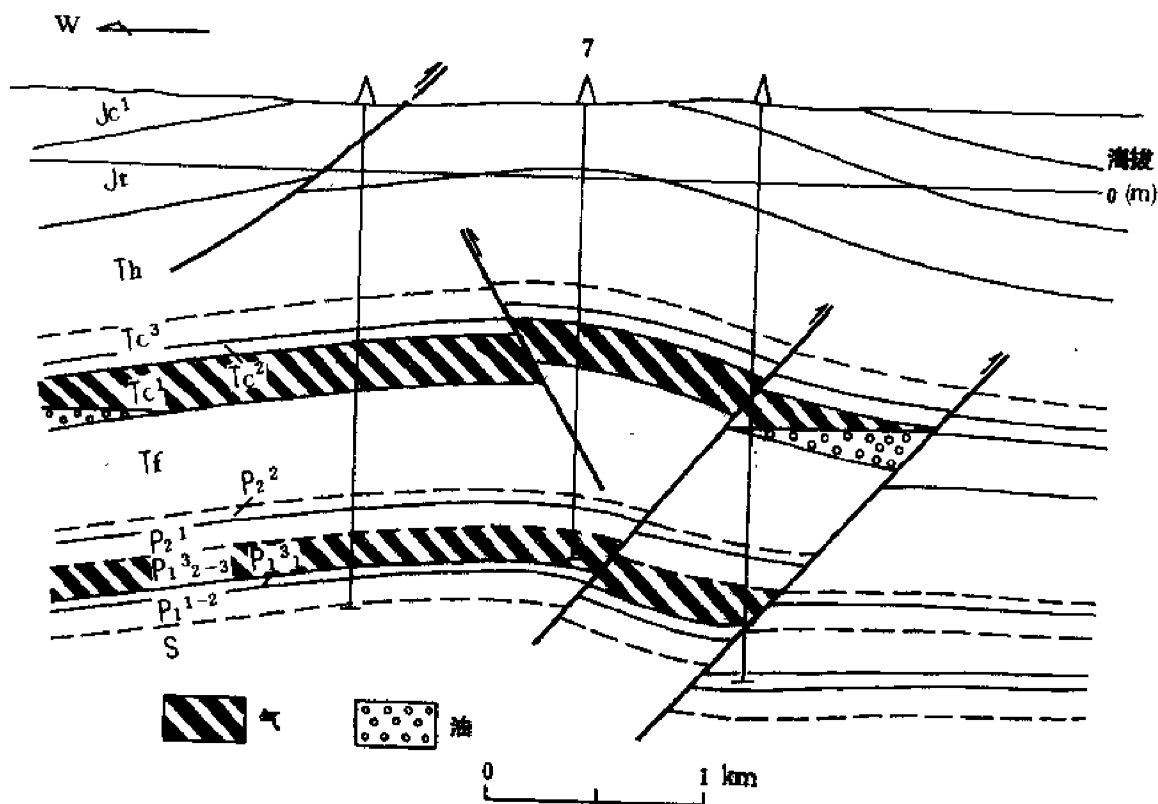



图10－27 阳高寺气田横剖面图

（剖面位置见图10－25）

1. 嘉一气藏（$Tc^2_1$ ～ $Tc^1$）

储集层包括嘉二¹和嘉一，钻井揭示厚度为186～220米，一般为200米。由含泥质泥晶灰岩夹粒屑灰岩、白云岩组成，可分5个岩性段，自下而上泥质减少，结构变粗，粒质含量和白云质岩类增加。其中由嘉一¹（$Tc^1_1$）到嘉一³（$Tc^1_3$）属潮下低能环境沉积的泥晶灰岩，间有潮下浅滩或水下通道沉积的粒屑灰岩；嘉一⁴（$Tc^1_4$）到嘉二¹（$Tc^2_1$）主要为潮间浅滩相的粒屑碳酸盐岩及潮间泥坪相的沉积，并与潮下含泥质灰岩互层，粗成4个小旋回（图10－28），有4个成滩期（A、C、E、G层）和3个成坪期（水下和潮间泥坪，B、D、F层）。滩体岩由鲕粒（主要）、生屑和内碎屑组成。其中的暴露滩体和白云岩化滩体的岩类，粒间孔、粒内孔和晶间孔都较发育，岩石的孔隙度平均为5%，最高可达21%。另外，岩石质纯性脆，又处于剖面顶部的张应力带内，故构造裂缝也发育，储渗条件好，属裂缝－孔隙缝集类型。产气层集中在剖面上部的50～60米范围内；在平面上高产、中产气井都沿轴线裂缝发育带分布，背斜的翼部虽有孔隙层，但裂缝发育差，多为干井或低产井。轴部范围的孔隙层平均厚度为5米，由于有穿层缝连接，纵向上连通厚度可达60～70米。

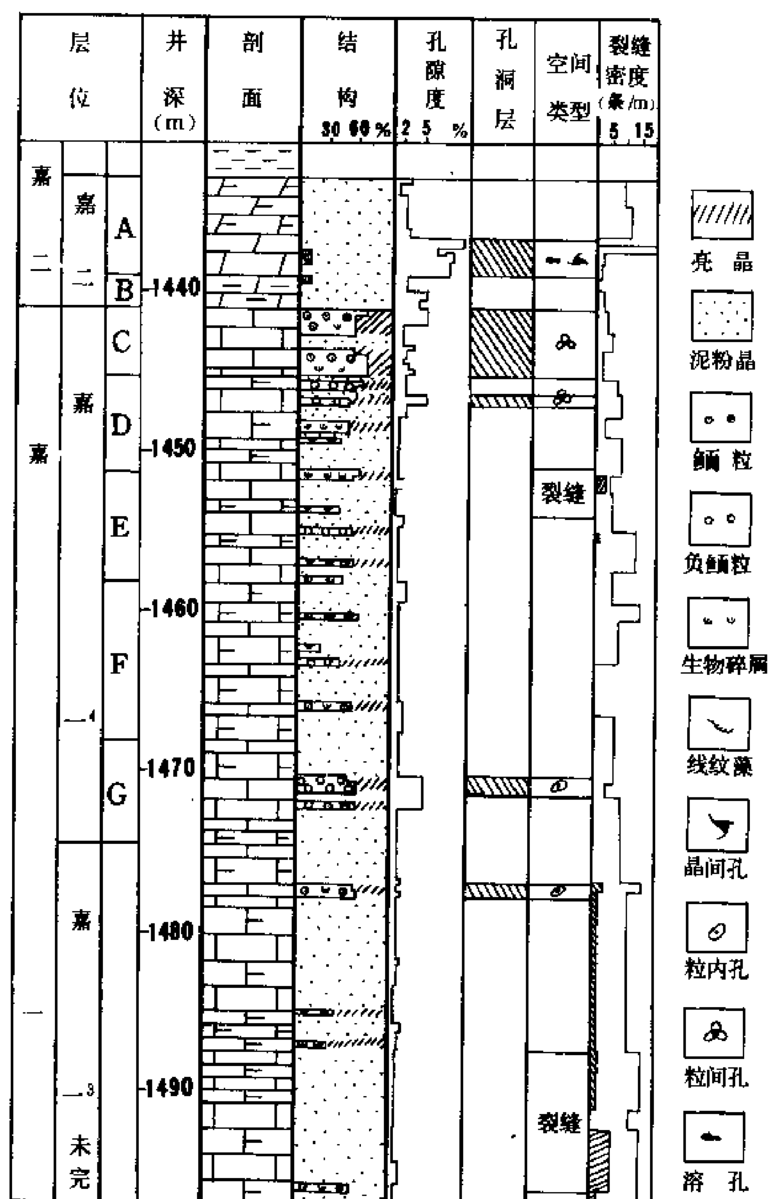



图 10-28 阳高寺气田嘉一气层上部柱状剖面图

嘉一段获气的井有 12 口，其中 4 口为低产气井，气井成功率 42%。12 口气井分属 9 个互不连通的裂缝系统（图 10-29）。位于主高点的阳 1 井系统包括阳 1、3、5、16 等 4 口井，是该气田嘉一气藏最大的一个裂缝系统；位于北高点的阳 23 井系统（包括阳 54 井），控制面积约 3 平方公里。其余的 7 口井（阳 4、6、18、20、25、29、纳 20 井）各自为一个独立系统，它们主要分布在南轴部位，每个系统控制的范围小，产能也较低。

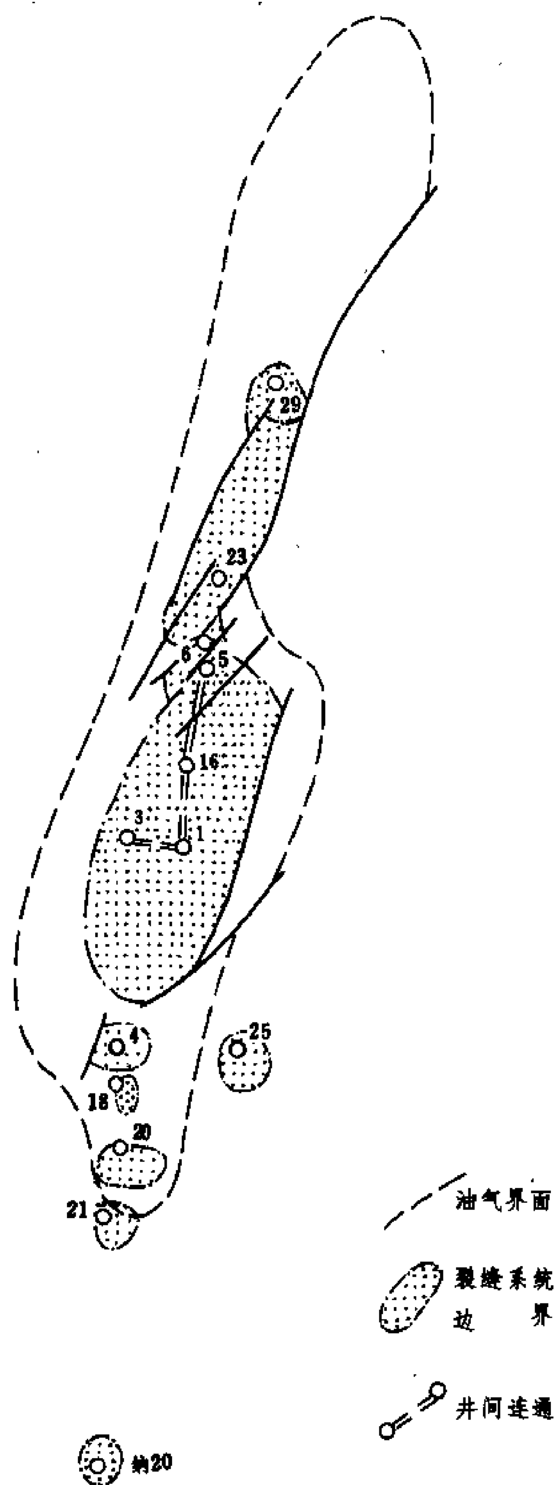



图 10-29　阳高寺气田嘉一气藏裂缝系统分布图

大部分气井产原油或凝析油，总的趋势是背斜圈闭内为含气区，圈闭外一直到向斜为含油区，这点已从对气田西北侧得胜向斜的钻探中得到了证实。从闭合的构造等高线和油气分布来判断，全气藏的油气界面在海拔 －1100 米附近。在含气区范围内，天然气中重烃含量随产气层海拔标高的降低而增加，凝析油含量的变化趋势也相似，说明背斜构造对油气差异聚集的控制作用。但另一方面裂缝系统之间被致密岩块的分隔也不同程度地限制着油气的聚集，有的系统的重烃含量远远偏离了关系趋势线。油的含量和密度的变化异常现象也很明显，如图 10－29 中的阳 6 井和阳 20 井两个系统的产层海拔标高分别为 －1000 米和 －1030 米，已接近含油气界面，但并不产原油，其中的阳 6 井系统为纯的干气，甲烷含量为 96%，重烃含量只有 1.43%。位于最南端的纳 20 井系统，产层海拔为 －1432 米，低于油气界面 300 米，产凝析油、原油和天然气，天然气中重烃含量也只有5.67%，比高海拔的阳 25、22 井的重烃含量都低。这可能是因为油的粘度比天然气的要大数百到数千倍，流动的阻力大，在相同的储集层条件下聚集的程度比天然气的聚集程度低。

由于裂缝系统被分隔，故各系统的压力系数不尽相同（表 10－27）。前面已提到，阳高寺气田位于常压区内，处于压力系数 1.0～1.1 的区域内。阳高寺嘉一气藏大多数系统的压力系数与此值是吻合的，但也有超出此范围值的系统。如阳 1 井系统的压力系数高达 1.5，其超压的原因可能是与天然气过量的补给有关，因为阳 1 井系统的范围大，处于裂缝发育的背斜主高点，其东西翼都有断层，有的甚至延伸到向斜中，这些断层可作为油气聚集的通道，使向斜中渗滤阻力小的天然气运移到背斜的高点上，形成充气增压的情况。阳 18 井压力系数低，与关井复压时间短有关。

多储渗系统的形成，可能与地下地质条件有关：一是具有一定渗透性的孔隙层多为透镜状或透镜体，侧向尖灭于致密的石灰岩和泥质灰岩中；二是裂缝分布不均匀，缝内普遍有矿物填充，在裂缝细小和稀少的地区被填死，形成了多个裂缝系统；三是断层的切割。

有的系统范围极小，如纳 20 井系统，在累计产气 34.8 万立方米、产原油和凝析油共 99.8 吨和产水 35 立方米（生产后期出地层水）之后，即告枯竭。其地下有效容积仅约 2000 多立方米，是一个由气、凝析油、原油和地层水聚集的有独立圈闭的岩性气藏。从气、油、水按序产出的情况分析，在开采之前圈闭中的流体已按重力分异。

嘉一气藏的纳 20 井在开采后期有地层水产出，水型为$CaCl_2$型，矿化度为 92.93 克／升，$Cl^-$ 含量为 56.2 克／升。

此外，阳 20、阳 18 和阳 4 井，在生产中也产少量的地层水，累计产水量分别为 21.6、11.6 和 56.6 立方米，水的性质与纳 20 井的接近。

阳 1 井系统 1959 年 4 月投产，阳 23 井系统 1971 年 9 月投产，到 1984 年底，累计产气量分别为 7.76 和 2.9 亿立方米。目前的日产气量阳 1 井系统为 1.3 万立方米，阳 23 井系统则为1.8万立方米，地层压力阳 1 井系统已降到 5～7 巴，阳 23 井系统约为 10 巴。这两个系统的开采方式不同，阳 1 井系统作强化采气试验，基本上是敞开井口生产，阳 23 井系统则是控制井口采气，但最终采收率基本是相同的。从两口井的压力与产量关系来看，都可分为几个不同斜率的阶段，随着开采时间的推移，单位压降采气量都在增加。阳 1 井系统分段性最明显，可分为初始段、直线段和上翘段，这种分段性主要反映储集于不同空隙类型里的天然气的补给情况。例如，阳 1 井系统，初始段采气量约 1 亿立方米，它接近于裂缝和 I 类孔隙储集岩的储量；直线段采气量约 6 亿立方米，约等于 II 类储集岩的储量；上翘段主要是采自储渗条件很差的储集岩中的气，到目前为止，此段的累计产气量已接近 1 亿立

方米，预计还可继续采气。从总的趋势看，随着采气时间的增加，单位压降采气量也增大，说明气井还有一定的"后劲"。

**表 10－27　阳高寺气田嘉一气藏裂缝系统特征对比表**

| 裂缝系统 | | 测试日期 | 产层中部海拔(m) | 地层压力(bar) | 压力系数 | 天然气 | | | 原油及凝析油 | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | | | 甲烷(%) | 重烃(%) | 密度(kg/m$^3$) | 类别 | 密度(kg/m$^3$) | 产量 |
| 阳1井 | 1井 | 1958.6. | −651 | 138.0 | 1.50 | 97.7 | 1.87 | 0.572 | 凝析油 | 0.747 | 少量 |
| | 3井 | 1959.4. | −823 | 137.8 | | 95.2 | 1.83 | 0.574 | | | 微量 |
| | 5井 | 1964.1. | −930 | 15.3 | | 97.6 | 1.92 | 0.571 | | | 微量 |
| 阳23井 | 23井 | 1971.3. | −957 | 129.0 | 1.00 | 97.1 | 1.49 | 0.567 | | 0.781 | 微量 |
| | 54井 | 1974.5. | −934 | 36.8 | | 95.4 | 2.96 | 0.582 | 原油 | 0.851 | （试油期累产17.4吨） |
| 阳29井 | | 1971.7. | −924 | 131.8 | 1.05 | 96.7 | 1.68 | 0.573 | | 0.855 | （试油期累产0.2吨） |
| 阳6井 | | 1959.9. | −1001 | 131.4 | 1.00 | 96.2 | 1.43 | 0.575 | | | 未见油显示 |
| 阳4井 | | 1959.8. | −1031 | 131.6 | 1.00 | 94.9 | 2.88 | 0.583 | | | 未见油显示 |
| 阳18井 | | 1967.2. | −1095 | 105.6（未稳） | 0.75 | 93.3 | 3.38 | 0.598 | 凝析油 | 0.755 | 钻进中见油花 |
| 阳20井 | | 1976.11. | −1029 | | | 91.0 | 4.57 | 0.621 | | | 未见油显示 |
| 阳21井 | | 1967.7. | −1155 | | | | | | 原油 | 0.814 | （测试2天产油12.4吨） |
| 阳25井 | | 1967.3. | −1200 | 148.5 | 1.00 | 91.6 | 6.40 | 0.627 | | 0.813 | 少量 |
| 纳20井 | | 1972.6. | −1432 | 152.7 | 0.91 | 92.5 | 5.67 | 0.610 | 原油～凝析油 | 0.769～0.823 | 测试3天，日产油8.6吨 |

**表 10－28　阳高寺气田嘉一气藏阳1井系统采气阶段划分表**

| 阶段 | 起止日期 | 年限 | 阶段采气量($10^8m^3$) | 日产气量($10^4m^3$) | 地层压力(bar) | | 单位压降采气量($10^4m^3$/bar) |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | | 起 | 止 | |
| 高产期 | 1959.8.～1962.2. | 2年6月 | 3.9 | 47.0 | 138 | 53 | 460 |
| 递减期 | 1962.2.～1967.4. | 5年2月 | 2.5 | 47.0↓4.5 | 53 | 14 | 640 |
| 低压稳产期 | 1967.4.～1984.12.（未完） | 16年8月 | 1.36 | 4.5↓1.3 | 14 | 6 | 1700 |

从开采特点分析，阳 1 井系统也可以分出 3 个阶段（表 10－28）。在气藏打开之后，首先产出的是储集于裂缝和高、中渗透性孔隙系统中的气，形成初期高产阶段，日产气量为40～80万立方米（平均日产气 47万立方米）。但由于裂缝空隙度低(0.05～0.2%)，I类孔隙层厚度不大（一般小于 1 米），它们总的容积有限，故采气时间短，压力降落明显，单位压降采气量也较低。随着气藏压力降低，储集于Ⅱ类储集岩孔隙中的气体开始补给，因为它们的厚度较大（可达 2～4 米），气量较丰富，故单位压降采气量增大；另一方面，它们的渗透性差、孔喉的毛细管阻力大，补给的气量缓慢，从而出现了产量的递减阶段。其后主要开采渗透性更低的Ⅲ类储集岩中的气，因储集岩渗透性极低，补给量少，故进入了低压稳产的阶段。这时的气井产气量低，寿命长，单位压降采气量较前两阶段成倍增加。

目前，除阳 1、23 井采气外，还有阳 29 井以间断开井方式生产。

2. 飞一气藏（$Tf^1$）

阳 10 井（二叠系探井）经测试获得低产量天然气，日产气 0.5 万立方米。飞一段厚度为 100 米，由泥晶灰岩夹紫红色泥岩组成，其上部夹有质纯的石灰岩和鲕粒灰岩，裂缝较发育。储集层属裂缝型，不均质性极强，裂缝系统的范围有限。原始地层压力为 169.5 巴，压力系数为 0.91；累计产气 234.6 万立方米，开采已枯竭停产。没有产地层水和原油，是一个纯气藏。阳 10 号井天然气中甲烷含量为 98.57%，重烃含量为 1.33%，$H_2S$ 含量极微；天然气密度为 0.568 千克／立方米，气质好。

3. 长兴气层（$P_2^2$）

储集层为石灰岩，含燧石结核和泥质，钻井揭示厚度为 50 米。阳 46 井在钻进中发生了钻具放空和井喷现象，中途测试日产气 57.7 万立方米；阳 42 井射孔测试获低产量天然气。天然气成分：甲烷含量为 98.8%，重烃含量为 0.42%，$H_2S$ 含量极微；天然气密度为 0.562 千克／立方米。

4. 阳三气藏（$P_1^3$）

为本气田的主力气藏，1959 年 1 月阳 7 井钻进到阳三$^2$层时发生井喷，测试日产气108万立方米，从而发现了此气藏。产气层段位于下二叠统茅口组上部，钻井揭示厚度为 140～150 米，由一套厚层块状的生物灰岩组成，岩性致密，岩芯分析孔隙度介于 0.1～3.93% 之间，平均值为 1%，孔隙度大于 2% 的岩样仅占岩样总数的 10%，渗透率小于 $0.01 \times 10^{-3}$ 平方微米，储集层属裂缝－洞穴型。钻进中常有钻具放空、井漏和强烈井喷等现象发生，气井产能高，如阳 47 井的天然气无阻流量达日产334万立方米。至 1984 年底，在阳三气藏的完钻井共 20 口，其中获工业气流的井有 10 口，分属 8 个裂缝系统。

气藏类型属多系统、缝洞型背斜圈闭。洞缝的发育受背斜部位和断层控制。原始地层压力为 230.54 巴，压力系数为 1.1。各裂缝系统的气水界面海拔高低不一，阳 7 井系统为 －1869 米，阳 43 井为 －2073 米，阳 50 井为 －2416 米，高低之间相差 500 余米，气水分布关系较复杂。生产中地层水活动情况也不一致，在阳 7－9－33 井系统中，阳 9 井投产一年多即被水淹；阳 33 井长期气水同产；阳 7 井生产已 24 年，累计产气 18.24 亿立方米，地层压力降低了 200 巴，现仍产纯气。阳 43 井系统产水量很大，1974 年 4 月投产，生产 86 天后出水，日产水量最高为 140～150 立方米，至 1983 年 7 月被水淹停产，累计产水 42.03 万立方米，占全气藏累计产水量的 88.5%。此外，因水淹停产的气井还有阳 47 井，其余气井均为气水同产。气水分布的这些特点说明，在气藏形成时期，各裂缝系统即为独立的聚集单元。

天然气组分中甲烷含量为97.8%，重烃含量为1.16%，硫化氢含量为0.16%；地层水属$CaCl_2$型，总矿化度为33.71克/升，$Cl^-$含量为20000毫克/升。

5. 阳二¹气层（$P_1^{2}{}_1$）

储集层岩性为生物灰岩，钻井揭示厚度为90米，在阳46、55、56井中获气流。

此外，阳深1井在钻进中奥陶统宝塔组时发生强烈井喷，完井测试产微量天然气和少量地层水。阳深2井钻到下寒武统遇仙寺组（钻井揭示厚度为596米，未钻穿），对其上部进行测试，在井底压力为369.9巴的条件下日产水106.7立方米。深部地层中已见到有气显示，目前虽未得到工业气流，但从它的生储盖条件与邻区对比及气田构造条件等因素来分析，在本气田仍有获工业气流的可能性，应在进一步搞清地下构造的基础上进行钻探。

**二、庙高寺气田**

庙高寺气田包括庙高寺和二里场两个背斜构造，位于合江县境内。1956年进行1：5万地质细测，1967年进行地震详查，1978年进行地震连片细测。1967年2月开始钻探寺1井，直到1970年10月才钻达嘉一段，次年3月进行测试在嘉一段获工业气流。至1984年底，共完钻48口井（二叠系23口，三叠系15口），其中获气的井有28口（二叠系11口，三叠系17口），气井成功率为58.3%。最深的井为寺24井，井深达3560米，完钻层位为阳二¹。该气田共获气藏6个（嘉二²、嘉一、飞一、长兴、阳三²、阳二¹）、裂缝系统25个，至1984年底，全气田累计产气20.87亿立方米。

庙高寺－二里场背斜构造近南北走向，与近东西的长垣坝构造带呈丁字形相交。庙高寺背斜构造，地面出露上沙溪庙组，为一低丘状背斜，地面构造较简单，有2个高点，未发现断层。地下构造具多高点、多断层的特点，如阳新统顶面构造有5个高点，与地面构造对比，地下高点多向北偏移，偏移距离为700～800米。落差在50米以上的断层有13条。最大的断层延伸长度为9.1公里，最大落差为210米，以逆冲纵断层为主（图10－30、表10－29），二里场构造在庙高寺构造以南，以鞍部与之相接，在构造西翼有一个北西向潜伏高点，构造数据见表10－30。

**表10－29　庙高寺背斜构造数据表**

| 制图层 | 轴向 | 闭合面积（$km^2$） | 长轴（km） | 短轴（km） | 闭合度（m） | 两翼倾角 | | 断层条数 | 上下构造符合情况 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | | | 西翼 | 东翼 | | |
| $Jc^2$底 | 近南北 | 20.7 | 9.8 | 2.6 | 71 | 3°～5° | 4°～8° | | |
| $Jt^2$底 | 近南北 | 27.0 | 10.1 | 2.9 | 120 | 5° | 5° | | |
| T顶 | 近南北 | 42.25 | 8.0 | 2.5 | 75 | 6° | 5° | 11 | 较地面北高点偏北约100米，南高点偏北约500～700米，出现两个次高点 |
| Tf顶 | 近南北 | 21.6 | 8.5 | 3.0 | 145 | 8° | 11° | 12 | 北高点同上、南高点较地面偏北约600～700米，出现3个次高点 |
| $P_2^2$顶 | 近南北 | 25.0 | 8.6 | 2.5 | 170 | 11° | 7° | 17 | 北高点较地面偏北约1500米，南高点偏北约600～700米 |
| $P_1^3$顶 | 近南北 | 46.0 | 10.9 | 3.6 | 223 | 断层切割 | 7° | 17 | 较地面北高点偏北约100米，南高点偏北约700～800米 |

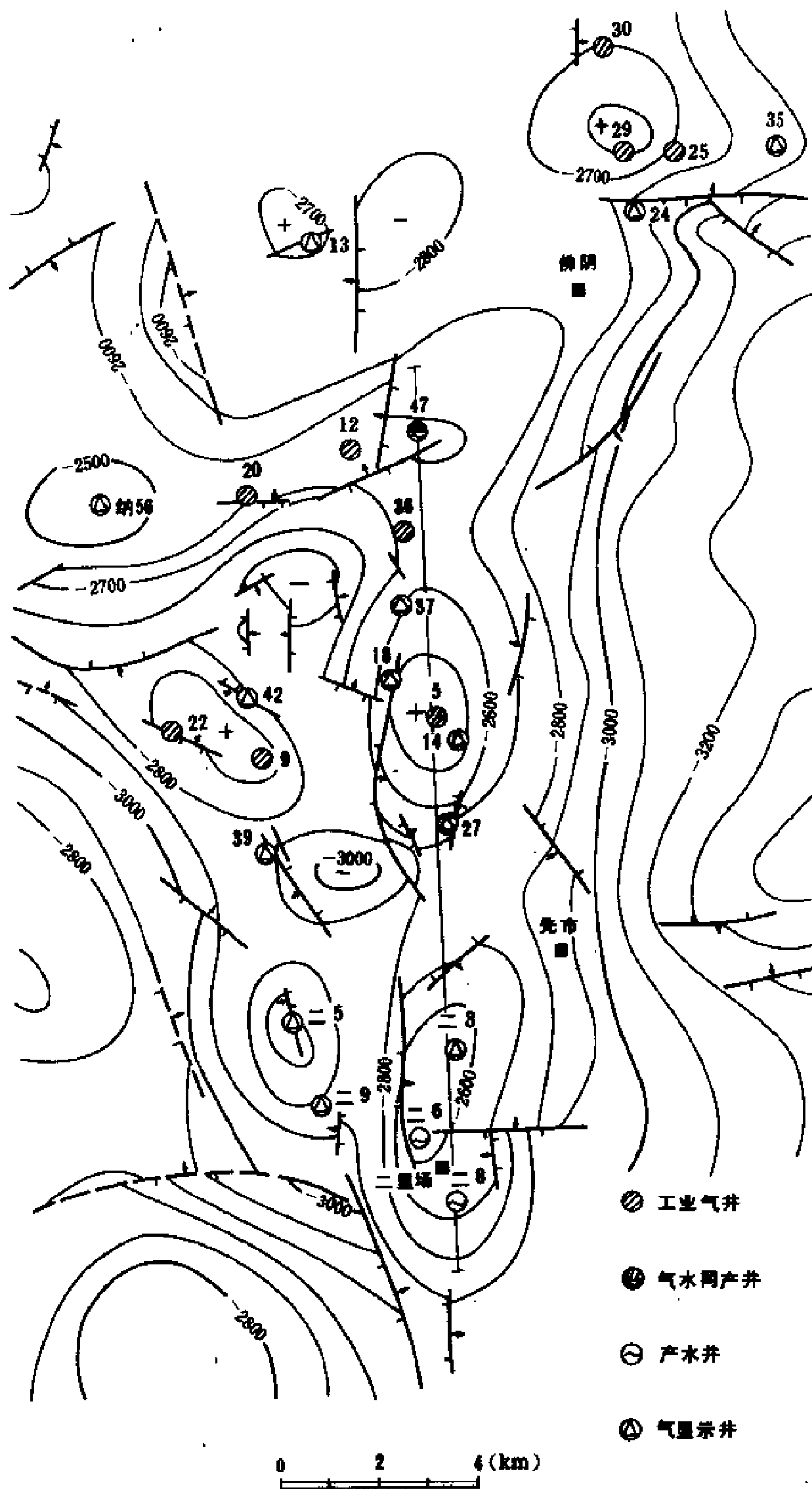



图 10－30　庙高寺和二里场背斜下二叠统顶面构造图

表 10－30 二里场背斜构造数据表

| 制图层 | 轴向 | 闭合面积（km²） | 长轴（km） | 短轴（km） | 闭合度（m） | 两翼倾角 | | 断层条数 | 上下构造符合情况 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | | | 西翼 | 东翼 | | |
| $Jc^2$ 底 | 近南北 | 8.0 | 4.8 | 2.1 | 76 | 3°～13° | 3°～8° | | |
| T顶 | 近南北 | 2.5 | 2.8 | 1.2 | 35 | 7° | 7° | 3 | 高点较地面偏北东约500米 |
| Tf 顶 | 近南北 | 11.8 | 4.9 | 2.7 | 135 | 7° | 7° | 5 | 二里场构造以西出现一个次高点 |
| $P_2$ 顶 | 近南北 | 7.8 | 4.8 | 2.0 | 155 | 断层切割 | 11°～15° | 3 | 西翼出现一潜伏高点 |
| $P_1^3$ 顶 | 近南北 | 14.2 | 5.5 | 2.0 | 130 | | 9° | 7 | 同上 |

庙高寺气田在区域上处于印支期泸州古隆起的东翼，雷口坡组和嘉陵江组遭受剥蚀，缺失嘉四段以上地层。最上一个气藏是嘉二²，往下有嘉一、飞一、长兴、阳三和阳二气藏，其中，阳三气藏是主力气藏。各气藏在纵向上的展布见图 10－31。

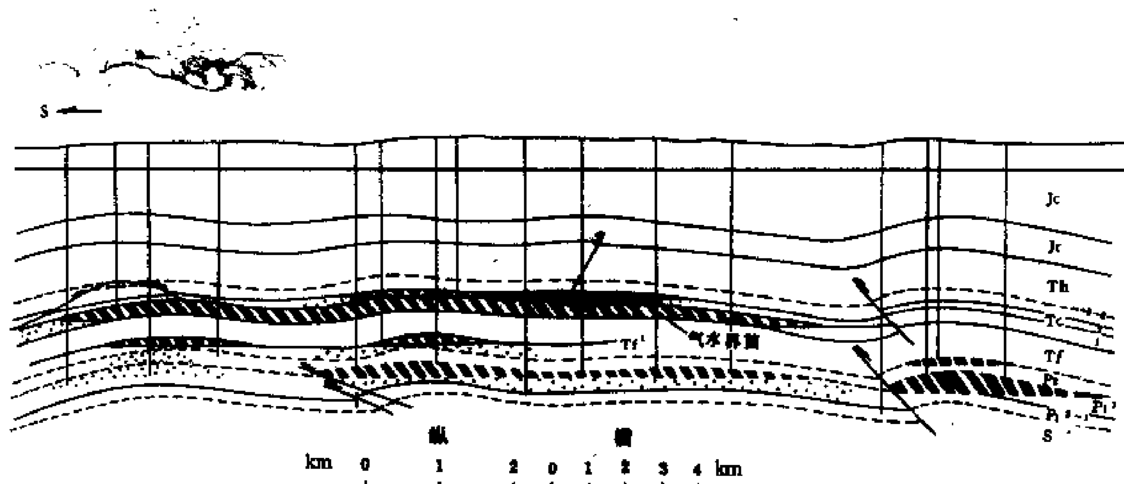



图 10－31 庙高寺气田纵剖面图

（剖面位置见图 10－30）

1. 嘉二²气藏（$Tc_2^2$）

储集层一般厚45米，以石灰岩为主，夹储粒灰岩及白云岩。白云岩中针孔较发育，孔隙度介于0.3～25.3%之间，平均为3.5%；渗透率为2.6×$10^{-3}$平方微米。孔隙

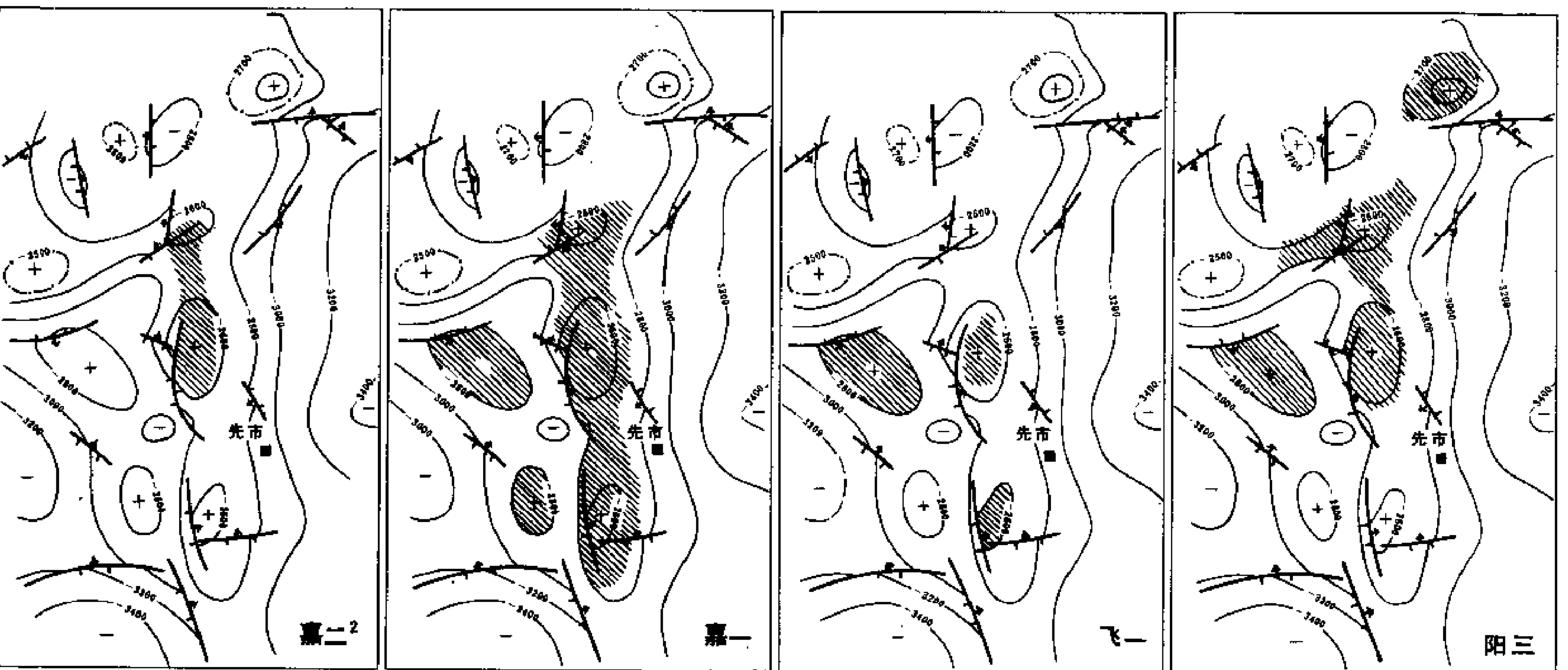



图10－32 [illegible]高寺气田裂缝系统平面分布图

（图中斜影线区为含气范围）

层在横向上连续性差，为透镜状。埋藏深度为2130米左右。

在构造主高点获气的井有2口（图10－32），两井相距1.5公里，产层均位于储集层的上部，其特点对比于表10－31中。至1984年底，寺15井累计产气1500万立方米，累计产水1750立方米。

2. 嘉一气藏（Tc[1]）

储集层厚200米左右，产气层段主要集中在储集层上部的50米中，孔隙度为0.6～1.6%。岩芯中裂缝发育，钻进过程中钻时普遍加快，并有钻井液漏失和钻具放空现象。气井均在构造高点、长轴和断层附近。为裂缝－孔隙型多裂缝系统背斜气藏，埋藏深度为2150～2500米。

**表10－31　庙高寺气田嘉二[2]气藏气井特征对比表**

| 井号 | 产层中部海拔（m） | 距该层顶的距离（m） | 日产气量（$10^4m^3$） | 地层压力（bar） | 压力系数 | 投产日期 | 生产情况 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 寺6 | －1745 | 18 | 21.20 | 329.2 | 1.59 | 未投产 | |
| 寺15 | －1704 | 10 | 50.35 | 256.7（未稳） | | 1979年5月 | 投产15天即产地层水 |

该气藏共有获气井12口（其中位于二里场背斜的有3口）。气藏均分布在各个小高点上（图10－32）。但在生产中除位于主高点上的寺1井与寺2井、寺3井与寺11井相互连通外，其余的气井都是自成系统，故12口气井分为10个裂缝系统。各系统的大小、流体类型以及地层压力都有差别（表10－32）。表现在：

1）位于南北向背斜高点和轴线上的裂缝系统，气藏储量相对较大、产能较高。

2）地层水由北向南增多，二里场构造的水很活跃。庙高寺目前尚有5个系统未产地层水，但二里场只有1个系统未产水。

3）具超高压的特点。寺1井的地层压力为421.7巴，压力系数为2.04，可代表嘉一气藏的原始地层压力。有的井的压力系数较低，原因可能有二，①同一连通系统的先期压降（如寺2井和寺11井）；②地层渗透性差，关井时间短，压力尚未完全稳定。

4）一些小裂缝系统的储量有“增加”的趋势，如寺26井系统和二6井系统，至1984年底的采气量已超出原计算的压降储量，采出程度分别达到112.5%和100.5%，目前两口井的日产气量均为0.9万立方米。这是由于用压降法计算的储量值偏小而造成的。

值得一提的是二4井系统和二6井系统。这两口井位于同一井场、同一储集层内，嘉一储集层厚180米，二4井产层距嘉一储集层顶部48米，井位于其上部；二6井距储集层顶部110米，位于储集层的下部。产层海拔分别为－1830和－1888米（相差58米）。生产中都是气水同产，但又互不连通。上下两个产层之间没有泥质岩或膏岩隔层，看来是致密的石灰岩起了隔挡作用。

表 10－32 庙高寺气田嘉一气藏裂缝系统特征对比表

| 裂缝系统 | | 产层中部海拔（m） | 地层压力系数 | 测试日产量 | | 投产日期 | 到1984年底的产量 | | | 目前生产井类型 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | 气（$10^4m^3$） | 水（$m^3$） | | 气（$10^8m^3$） | 水（$m^3$） | 油（t） | |
| 寺1井系统 | 1井 | －1992 | 2.04 | 57.5 | 有 | 1971.3. | 3.37 | 5072 | 842.0 | 气水井 |
| | 2井 | －1769 | 1.75 | 10.9 | | 1971.9. | 2.12 | 637 | 370.0 | 纯气井 |
| 寺3井系统 | 3井 | －1778 | 1.79 | 132.0 | | 1972.1. | 2.38 | 340 | 506.0 | 气水井 |
| | 11井 | －1798 | 1.39 | 48.3 | | 1980.4. | 0.22 | 320 | 0.4 | 纯气井 |
| 寺4井 | | －1930 | 1.70 | 7.0 | | 1976.10. | 0.22 | 40 | 31.0 | 纯气井 |
| 寺10井 | | －1886 | 1.64 | 56.3 | | 1976.4. | 0.20 | 105 | 30.5 | 用作回注水井 |
| 寺26井 | | －1849 | 1.72 | 1.85 | | 1982. | 0.04 | 31 | | 纯气井 |
| 寺28井 | | －1901 | 1.82 | 4.0 | | 1984.2. | 0.07 | 30 | 558.0 | 纯气井 |
| 寺32井 | | －1999 | | 3.8 | 173.5 | 未投产 | | | | |
| 二4井 | | －1830 | | 76.7 | 300 | 1977.7 | 0.89 | 131109 | | 气水井 |
| 二6井 | | －1888 | 1.64 | 19.3 | 30 | 1980.8 | 0.22 | 2383 | | 气水井 |
| 二9井 | | －1952 | 1.82 | 5.7 | | | 0.12 | 96 | | 纯气井 |

3. 飞一气藏（$Tf^1$）

储集层厚度为115～119米，岩性为深灰带褐色石灰岩和鲕粒灰岩，孔隙度介于0.5～1.1％之间，渗透率一般低于0.01×$10^{-3}$平方微米。获气的井有3口（寺31、21、二7井），分别为3个孤立的小裂缝系统。至1984年底，寺31井和寺21井系统累计产气量分别为0.26和0.4亿立方米，都产地层水；二7井尚未投产。3口井的地层压力分别为376.8、357.8和336.5巴，压力系数分别为1.34、1.38和13.1，比其它层的压力系数偏低。

4. 阳三气藏（$P_1{}^3$）

储集层由石灰岩组成，厚度为145米，孔隙度介于0.1～6.5％之间，渗透率一般低于0.01×$10^{-3}$平方微米。钻井中有放空、井喷显示，测井资料中也有渗透层显示，说明有

大缝大洞存 ，储集层为裂缝－洞穴型。气井的产能好坏主要和裂缝发育的程度有关，位于裂缝发育带上的井日产气量可达几十万至上百万立方米，裂缝发育差的地区则只有几万立方米，甚至是干井。高产井主要分布在背斜构造的高点部位（图 10－32）。

从现有气水分布情况看，主要以小的局部高点为圈闭单元，即每个次一级小高点为一个独立的气藏（或裂缝系统），各自有自已的气水分布范围（图 10－32）。庙高寺构造的小高点多，加上致密石灰岩中的裂缝分布不均，形成了彼此分割的多个裂缝系统，气藏个数多，但规模较小。另外气藏具有超高压的特点，寺 20 井原始地层压力为 558.84 巴，压力系数为 1.9；寺 9 井原始地层压力为 534.5 巴，压力系数为 1.82。二里场构造主要产大量地层水，高点上的二 6 井日产水量为 2146 立方米，二 8 井日产水量为 5040 立方米，目前二里场构造的阳三段中尚未发现工业性气流。

从庙高寺和二里场构造的气水分布看，由北向南，地层水的产量增多，活跃程度增大。表 10－33 是气田范围内阳三气藏各井气产量、压力对比表，从中可以看出有以下特点：

1）全气田范围内没有统一的气水界面；

2）产层的层位高低不一；

3）气产量大小相差很悬殊，产水情况也各不相同。

4）压力系数高低不一；

5）高产气井大都有地层水，为气水同产井。

事实证明，有水的裂缝系统，水量是有限的。例如寺 47 井 1977 年 7 月 5 日投产时，日产水 216 立方米，以后产水量逐渐降低，1980 年底为 12 立方米，至 1981 年底变为纯气井，日产气量由原来的 5 万多立方逐渐上升到 7 万多立方米，井口压力也明显回升，由 50 多巴升到 80 多巴。这口井目前的日产气量仍有 6 万多立方米，井口压力为 160 多巴，至 1984 年底，累计产气 2.04 亿立方米，累计产水 4.53 万立方米。

庙高寺气田阳三气藏最大的裂缝系统是位于气田北端佛阴高点的寺 30－25 井。构造的圈闭面积约 7 平方公里，闭合度为 100 米；但气藏的含气面积大于闭合面积，气藏高度也大于闭合度。寺 30、寺 25 两口井的产气层都是阳三$^2$B，但寺 30 井产层位于阳三$^2$B 的底部，距该层顶 56 米，寺 25 井产层位于阳三$^2$B 的上部，距该层顶 19 米；两井产层海拔高程相差 105 米，水平距离为 2.5 公里，但生产中相互连通（图10－33）。它说明裂缝系统分布受构造部位控制，在地层弯曲度大的高点部位裂缝发育，有利于形成高产气井，佛阴高点就是这种有利的部位。而另一方面，在巨厚的藏藏盐岩储集层中，由于有致密岩体的隔挡，储渗体含气的范围又可能因裂缝发育而超越构造圈闭范围，含气高度也会超出构造闭合度。

寺 30 井系统自 1979 年投产后，产水量逐渐增大，气水同产。至 1984 年底，累计产气 2.86 亿立方米，累计产水 29.6 万立方米；日产气 10 万立方米，日产水 200 立方米。寺 25 井于 1981 年投产，是纯气井，至 1984 年底，累计产气 0.96 亿立方米，日产气 8 万立方米。

阳三气藏各裂缝系统之间的差别还表现在流体性质上。如寺 47 井与其相邻的寺 12、36 井，水平距离都不到 2 公里，但它们的天然气性质却不同，硫化氢含量相差较大（表10－34），地层水的性质也不尽相同，反映出不同系统之间彼此是不连通的。

5. 阳二气藏（$P_1^2$）

储集层由生物灰岩组成，厚度为100米。有 1 口产气井（寺29井），测试日产气 26.13 万立方米，不产地层水。该井于 1979 年 5 月 14 日投产，生产将近一年后，于 1980

表 10－33 庙高寺气田阳三气藏气井特征表

| 井号 | 产层 | | 日产气量 ($10^4m^3$) | 日产水量 ($m^3$) | 地层压力 (bar) | 压力系数 | 备注 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | 层位 | 中部海拔 (m) | | | | | |
| 寺 30 | $P_1^3{}_2B$ | －2802.3 | 89.6 | (有水) | 595.00 | 1.90 | 投产后产水 |
| 寺25 | $P_1^3{}_2B$ | －2699.5 | 25.1 | 无 | | | |
| 寺35 | $R_1^3{}_2B$ | －2950.8 | 0.05 | 无 | | | |
| 寺13 | $P_1^3{}_2B$ | －2841.3 | .1.31 | 未计 | | | |
| 寺47 | $P_1^3{}_2C$ | －2733.9 | 184.2 | 108 | 550± | 1.78 | |
| 寺 12 | $P_1^3{}_2A-B$ | －2584.9 | 16.8 | 无水 | 500.00 | 1.66 | |
| 寺 20 | $P_1^3{}_3$ | －2607.2 | 6.4 | 无水 | 569.86 | 1.90 | |
| 寺 36 | $P_1^3{}_2A$ | －2663.9 | 24.2 | 无水 | 488.71 | 1.62 | |
| 寺 5 | $P_1^3{}_2B$ | －2525.2 | 3.3 | (有水) | 412.09 | 1.43 | 投产后产水 |
| 寺22 | $P_1^3{}_2C$ | －2767.4 | 50.7 | (有水) | | | 投产后产水 |
| 寺 9 | $P_1^3{}_2A$ | －2664.5 | 108.5 | (有水) | 545.00 | 1.82 | 投产后产水 |
| 寺 27 | $P_1^3{}_2C$ | －2864.5 | 微气 | 314 | 503.30 | 1.58 | |
| 二 12 | $P_1^3{}_2A$ | －2564.9 | 0.5 | 1440 | 510.21 | 1.76 | |
| 二 6 | $P_1^3{}_3$ | －2581.0 | | 201.3 | | | |
| 二 6 | $P_1^3{}_2C$ | －2745.7 | | 2145.6 | | | |
| 二 8 | $P_1^3{}_3$ | －2783.3 | | 5040 | 536.87 | 1.73 | |

年 4 月 20 日产地层水。原始地层压力为 563.9 巴，压力系数为 1.78。至 1984 年底，累计产气 3665.6 万立方米，累计产水 2789 立方米。

寺 29 井位于北端的佛阴高点上，自成一系统。产层海拔为 －2863 米，比在同一高点上的阳三气藏气水界面（ －2805 米）要低 50多米；压力系数（1.78）比阳三 气藏（ 1.9）略低；

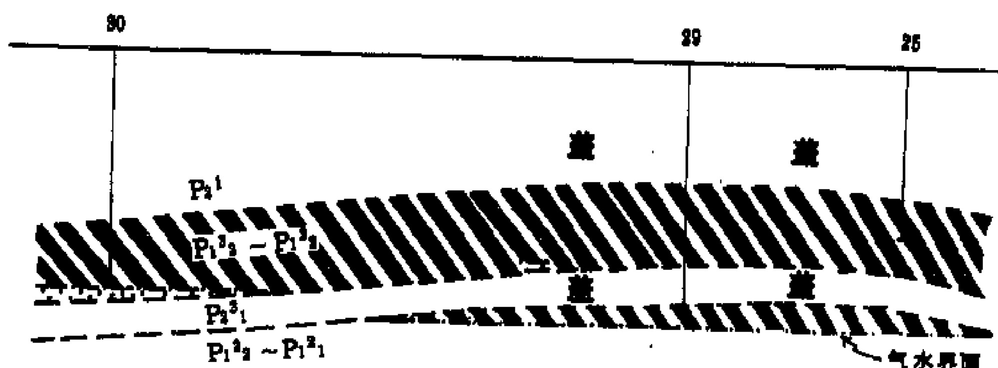



图 10－33　庙高寺气田阳三气藏寺30井系统横剖面图

（剖面位置见图 10－30）

天然气成分具有甲烷含量较低（95.8%）、重烃含量较高（2.67%）、$H_2S$ 含量较高（每立方米 3.85 克）的特点，且天然气密度较大（0.579 千克／立方米）。与同一高点上的阳三气藏（寺30、25 井）、长兴气藏（寺 23 井）的气体成分和地层水情况都有明显的区别（见表 10－34）。纵向上不连通的原因，一是有阳三[1]层作隔层，该层厚度为 60～70 米，其中有 30 米左右的泥灰岩、有 5～10 米的泥质岩，这两种岩类均可作隔挡层；二是高点范围内没有大断层；三是阳二和阳三两个气藏的压力很接近，即二者压力差很小或处于平衡状态，有利于气藏的保存。

除以上几个气藏外，在长兴组也获得工业性气流。1977 年 8 月寺 23 井钻至长兴组时，钻进中有钻具放空、气浸、井喷和井漏显示，经测试日产气量为 2.41 万立方米。该井于 1978 年 2 月投产，至 1984 年底，累计产气 5220 万立方米。

庙高寺气田具有多产层、多裂缝系统、超高压、地层水活跃、气水关系复杂等特点。从对这类气田的开采实践中，可以总结出以下几个特点。

第一，气田的开采具有阶段性。自 1971 年投产以来到 1984 年底，先后投产的气井有 26 口，气田开发可分 3 个阶段。

1）低产量生产阶段（1971 年 3 月～ 1976 年 3 月）：生产气藏为嘉一，生产井由 1 口增至 6 口，平均日产气 16.6～27 万立方米，平均年产气 0.6～1.0 亿立方米，阶段产气量为 4.18 亿立方米。

2）高产量相对稳产阶段（1976 年 4 月～ 1980 年 9 月）：投产气藏除嘉一外，还有阳三、飞一、长兴、嘉二和阳二。生产气井由 6 口增至 21 口。平均日产气 91.8 万立方米，平均年产气 2.78 亿立方米。

3）产量递减阶段（1980 年 10 月～ 1984 年 12 月）：此阶段仍在延续。平均日产气 30 多万立方米，平均年产气 1.36 亿立方米。气产量递减的主要原因是产水量增加，如从 1979 年到1980 年，年产水量由 4.97 万立方米增至 8.45 万立方米；年产气量由 2.47 亿立方米

**表 10－34 庙高寺气田气、水组分对比表**

| 井号 | 层位 | 天然气 |  |  |  | 地层水 |  |  |  |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
|  |  | 甲烷（%） | 重烃（%） | 硫化氢 $(g/m^3)$ | 密度 $(kg/m^3)$ | 水型 | 矿化度 (g/L) | $Cl^-$ (mg/L) | $SO_4^{2-}$ (mg/L) |
| 寺15 | $Tc^2_2$ | 96.65 | 0.90 | 11.828～28.834 | 0.571 |  |  |  |  |
| 寺1 | $Tc^1$ | 97.85 | 1.04 | 微 | 0.566 | $CaCl_2$ | 64.76 | 38781 | 802 |
| 寺2 | $Tc^1$ | 97.78 | 0.06 | 微 | 0.566 | $CaCl_2$ | 18.92 | 11533 | 158 |
| 寺3 | $Tc^1$ | 97.52 | 1.08 | 0.768 | 0.567 | $CaCl_2$ | 58.39 | 33840 | 233 |
| 寺21 | $Tf^1$ | 95.51 | 0.26 | 微 | 0.574 |  |  |  |  |
| 寺31 | $Tf^1$ |  |  |  |  | $CaCl_2$ | 65.73 | 40009 | 119 |
| 寺23 | $P_2^2$ | 98.78 | 0.49 | 微 | 0.563 | $CaCl_2$ | 16.00 | 8805 | 151 |
| 寺5 | $P_1{}^3{}_2B$ | 97.49 | 1.33 | 7.784 | 0.570 | $CaCl_2$ | 34.41 | 20824 | 38 |
| 寺9 | $P_1{}^3{}_2A$ | 97.35 | 1.12 | 14.088 | 0.571 | $CaCl_2$ | 27.23 | 15780 | 40 |
| 寺12 | $P_1{}^3{}_2A-B$ | 97.86 | 0.89 | 11.788 | 0.568 |  |  |  |  |
| 寺13 | $P_1{}^3{}_2B$(下盘) | 97.04 | 0.53 |  | 0.575 |  |  |  |  |
| 寺20 | $P_1{}^3{}_3$ | 98.13 | 0.49 | 微 | 0.568 |  |  |  |  |
| 寺22 | $P_1{}^3{}_2C$ | 95.89 | 2.36 | 6.062 | 0.579 |  |  |  |  |
| 寺25 | $P_1{}^3{}_2B$ | 98.49 | 0.53 | 0.113 | 0.565 |  |  |  |  |
| 寺30 | $P_1{}^3{}_2B$ | 98.58 | 0.52 | 0.067 | 0.565 |  |  |  |  |
| 寺36 | $P_1{}^3{}_2A$ | 97.81 | 0.86 | 14.564 | 0.569 |  |  |  |  |
| 寺47 | $P_1{}^3{}_2C$ | 98.14 | 0.92 | 0.501 | 0.567 |  |  |  |  |
| 寺29 | $P_1{}^2{}_1A$ | 95.81 | 2.67 | 3.846 | 0.579 | $CaCl_2$ | 29.76 | 17498 | 214 |
| 二6 | $P_1{}^3{}_2C$ |  |  |  |  | $CaCl_2$ | 32.07 | 19187 | 20 |
| 二8 | $P_1{}^3{}_3$ |  |  |  |  | $CaCl_2$ | 29.56 | 17712 | 346 |

降至1.64立方米，年递减达33.6%。

第二，由于各气藏都具有超高压和裂缝性的特点，地层水弹性能量较大，产水量也大，在采气速度高，井底回压降低的情况下，气井往往就会突然出水或产水量增大，以至被水淹停产。在26口气井中，已有16口为气水同产井。另外，由于每个裂缝系统连通范围有限，没有区域供水系统，单个裂缝系统中水体的弹性储量有限，水在气藏中的活动也是有限的，因而，在开采过程中只要采取相应的措施（如在气井出水前采取控制采气速度的生产方式，以延长无水采气期；气井出水后，采取排水采气生产等），就可以减小地层水的影响。

例如寺9井投产时，日产气量为50万立方米，仅产少量凝析水，由于后来大幅度提高采气速度，因而投产仅一年半即产地层水，日产水量达到100立方米，日产气量由20万立方米降至5万立方米。采取排水采气措施之后，产水量下降，目前已变为纯气井。

第三，气藏都属超高压类型，开采中气藏压力下降程度略高于天然气采出程度，如阳三气藏的寺9井系统当地层压力下降了66%时，天然气采出程度为51.9%，二者相差14%。嘉一气藏的寺1井系统，压力下降了80.9%时，天然气的采出程度为72%。总的看来，压力递减与采出程度接近，具有衰竭式开采特征；另一方面，由于有地层水的影响，采出程度又较低。

第四，对多产层、多系统的气田，应采取"滚动式"勘探开发的原则。在一个气藏的·个系统投产后，要继续勘探，发现新的气层和新的系统，使储量和产量有后备接替。

**三、合江气田**

合江气田位于四川省合江县。1956年作过1：2.5万地质细测。1966年进行地震详查，1972年作连片详查，1976年作地震补充详查。1966年3月开始钻探，至1984年底，共完钻井25口，最深的合23井完钻井深为3920米，层位是志留系。获气的井有15口，气井成功率为65%。15口气井分属香六、嘉三、嘉二$^3$、嘉一、飞一、长兴、阳三、阳二等8个气藏，共有13个裂缝系统。

合江构造位于印支期泸州古隆起东南侧，地面构造形态为低丘状，顶部出露中侏罗统。地下虽有构造存在，但上下构造变异较大。地面背斜完整、平缓、地下构造则具有断层多、高点多的特点，闭合面积和闭合度向下逐渐变小，但到阳新统又复变大（表10－35）。地腹各个高点的特征，对比于表10～36中。

**表10－35 合江气田构造数据表**

| 制图层 | 轴向 | 闭合面积（$km^2$） | 长轴（km） | 短轴（km） | 闭合度（m） | 两翼倾角 | | 断层条数 | 上下构造符合情况 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | | | 东翼 | 西翼 | | |
| $Jc^2$底 | 近南北 | 88.0 | 16.3 | 6.7 | 430 | 6°～8° | 7°～13° | 1 | |
| T（侵蚀面）顶 | 近南北 | 77.5 | 15.1 | 7.2 | 390 | 10° | 13° | 9 | 高点较地面偏东850米，出现两个次高点 |
| Tf顶 | 近南北 | 36.6 | 16.0 | 7.0 | 260 | 12° | 18° | 10 | 高点较地面偏东700米，出现三个次高点 |
| $P_2$顶 | 近南北 | 30.3 | 16.0 | 7.0 | 220 | 11° | 18° | 11 | 高点较地面偏东100米，出现三个次高点 |
| $P_1^3$顶 | 近南北 | 85.0 | 15.5 | 7.5 | 400 | 11° | 18° | 11 | |

表 10－36 合江背斜地下构造高点数据表

| 高点名称 | 制图层 | 轴向 | 长轴（km） | 短轴（km） | 闭合面积（$km^2$） | 闭合度（m） | 高点海拔标高（m） |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 北东高点（主高点） | T（侵蚀面）顶 | 20° | 7.0 | 3.5 | 11.5 | 340 | －1360 |
| | Tf 顶 | 20° | 5.0 | 2.5 | 8.5 | 180 | －1930 |
| | $P_2$ 顶 | 20° | 4.0 | 2.0 | 5.5 | 140 | －2460 |
| | $P_1^3$ 顶 | 20° | 3.0 | 1.5 | 3.3 | 90 | －2700 |
| 北西高点 | T（侵蚀面）顶 | 345° | 6.5 | 4.5 | 11.5 | 240 | －1460 |
| | Tf 顶 | 345° | 5.0 | 2.5 | 7.5 | 130 | －1970 |
| | $P_2$ 顶 | 345° | 4.0 | 2.5 | 7.0 | 110 | －2490 |
| | $P_1^3$ 顶 | 345° | 3.0 | 1.5 | 3.5 | 80 | －2700 |
| 南高点 | T（侵蚀面）顶 | 35° | 4.5 | 3.1 | 11.5 | 140 | －1460 |
| | Tf 顶 | 35° | 5.1 | 4.0 | 15.5 | 200 | －1980 |
| | $P_2$ 顶 | | 4.5 | 4.0 | 16.0 | 220 | －2500 |
| | $P_1^3$ 顶 | | 5.0 | 5.0 | 19.0 | 270 | －2730 |
| 南南高点 | Tf顶 | 90° | 1.5 | 1.0 | 1.0 | 40 | －2240 |
| | $P_2$ 顶 | 90° | 2.5 | 1.5 | 3.5 | 40 | －2760 |
| | $P_1^3$ 顶 | 90° | 3.0 | 1.7 | 4.0 | 50 | －3000 |

二、三叠系共有断层 21 条，均属逆断层性质，落差在 50 ～ 230 米之间，延伸长度为 1.5 ～ 11 公里不等。主要断层有两条，一条在西翼，另一条界于主高点和南高点之间（图 10－34）。断层均未切到地面，但对气藏的保存有一定影响。由于断层的切割及裂缝发育不均，气田范围内气水关系复杂，裂缝系统多。现对主要气藏自上而下作一分析。

*1. 嘉三气藏（$Tc^3$）*

储集层为嘉四$^1$一嘉三的白云岩和石灰岩，厚度为 113 ～ 132 米，孔隙度平均为 1.97%，渗透率多小于 $0.01 \times 10^{-3}$ 平方微米，产气层主要分布在嘉四$^1$一嘉三$^3$（厚 35 ～ 50 米）层段内。储集岩以针孔白云岩为主，孔隙度介于 5 ～ 6% 之间，裂缝较发育，为裂缝－孔隙类型。获气的井共有 4 口，即合 1、2、6、10 井（其中合 2 井已报废），它们分布在北东高点和南高点上，形成两个互不连通的系统。北东高点的合 1 井系统（包括合 2、10 井），气水界面海拔在 －1580 米左右，原始气藏压力为 254.73 巴，压力系数为

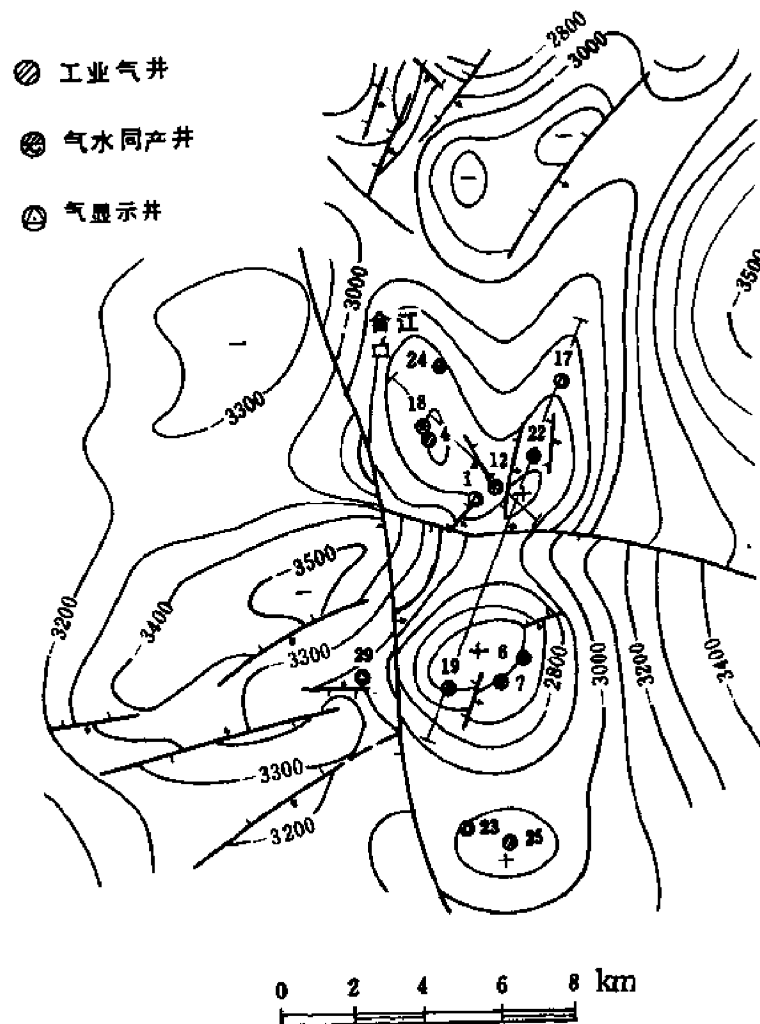



图 10－34 合江气田下二叠统顶面构造图

1.43。南高点的合 6 井系统气水界面海拔为 －1606 米，原始地层压力为 373.79 巴，压力系数为 1.99。两个高点的气、水性质都相近（表 10－37）。南高点水较活跃，测试中日产水 465.6 立方米。北东高点的合 1 井系统，是投产后才产地层水的，日产水量为 1 立方米。

这两个高点的气水性质相同，而原始压力却相差 116 巴，说明流体来源相同，但聚集条件却不一致。从图 10－35 可见，由于断层的切割，两个高点自成圈闭，其间的合 3 井产地层水。南高点在气藏富集和形成过程中封闭条件良好，气藏压力保持着原始的超高压状态，与区域压力的变化一致。面北东高点，由于在翼部出现了断层，含气范围虽然较大，但压力沿开启点曾有过散失，气藏压力较低。另外，在合江南南高点，合 23、25 井采用清水钻进通过该层时未见显示，获气藏可能性不大。而北西高点共有 5 口井钻穿此层，其中有 2 口井具水显示（合 4、24 井），1 口井钻进中喷气（合18 井），另外的 2 口井无显示（合 13、18），由

表 10－37　合江气田嘉三气藏的气、水组分表

| 井号 | 天然气 | | | | 地层水 | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | 甲烷（%） | 重烃（%） | 硫化氢（$g/m^3$） | 密度（$kg/m^3$） | $Cl^-$（mg/L） | $SO_4^{2-}$（mg/L） | 矿化度（g/L） | 水型 |
| 合 1 | 97.91 | 0.67 | 4.343 | 0.566 | | | | |
| 合 10 | 97.49 | 0.47 | 7.27 | 0.567 | 22614 | 2553 | 42.05 | $MgCl_2$ |
| 合 6 | 97.94 | 0.37 | 8.35 | 0.579 | 24797 | 873 | 47.53 | $MgCl_2$ |

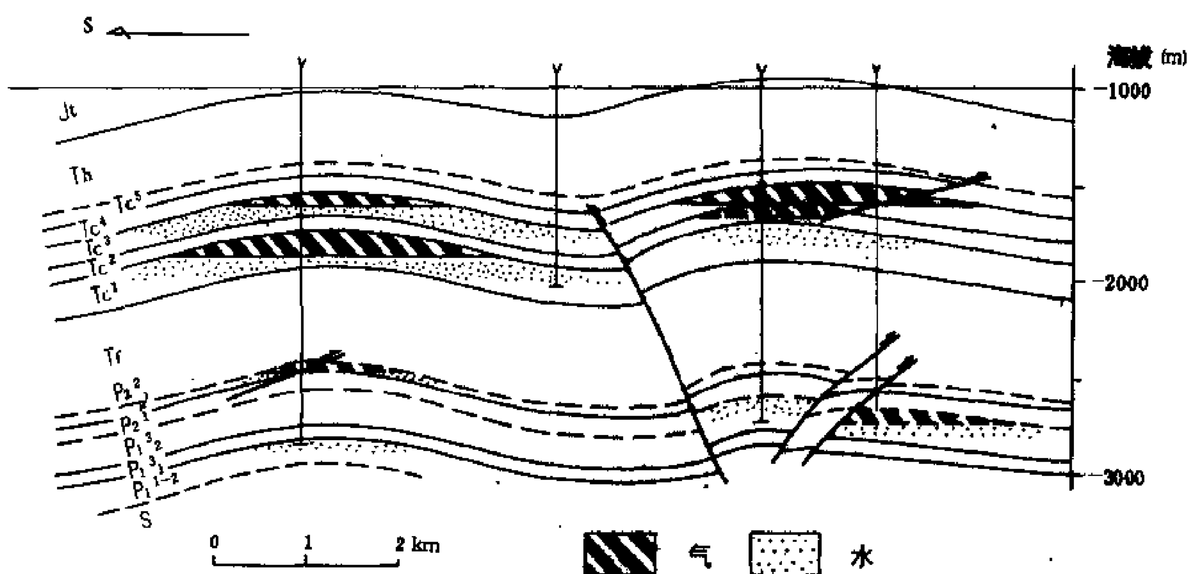



图 10－35　合江气田纵剖面图
（剖面位置见图 10－34）

于没有专层井，也未作过测试，是否有气藏存在尚难定论。

2. 嘉二³气藏（$Tc^2_3$）

主要由石灰岩、白云岩组成，顶、底部为硬石膏层，总厚度为 42 ～ 49 米，其中石灰岩及白云岩厚约 30 米。产气层多为鲕粒白云岩，位于储集层的上、下部，从区域对比及对钻井过程中井漏、放空、井喷等现象的分析来看，储集层属裂缝－孔隙型。本气藏仅在北东高点和北西高点各获得 1 口工业气井，即合 12 井及合 9 井。合 12 井产层全部钻穿，酸化后测试日产气 21.77 万立方米，产气层海拔为 －1615米，原始地层压力为 248.46 巴，压力系数为1.3，1978 年投产以来，至 1984 年底累计产气 9400 万立方米，尚未见地层水。北西高点的合 9 井中途测试日产气量仅为0.8万立方米，完井储试获工业气流，日产气量为 7.7

万立方米。该井在生产中出水，为气水同产井，产水层海拔约 －1710 米。合 9 井产层比合 12 井低 100 米左右，生产中二者互不连通，各为一个独立的气藏。南高点合 15 井钻进中，该层为水显示，中途测试日产水 14.7 立方米。

合9、12井的天然气成分相近，甲烷含量为97.6～98%，重烃含量为 0.55%，硫化氢含量为 4～6 克／立方米，天然气密度为0.565千克／立方米，地层水（合 15）为 $Na_2SO_4$水型，矿化度为 41.53 克／升，$Cl^-$含量为21785 毫克／升。

*3. 嘉一气藏*（$Tc^1$）

储集层包括$Tc^2_1$和$Tc^1$层，其顶部为白云岩，往下为石灰岩夹生物碎屑灰岩和鲕粒灰岩，总厚度为 230 米。粗结构岩类集中在上部约 50 米的层段内，为主要的产气层段。从该段所取岩芯、岩屑以及钻井显示资料分析，裂缝和溶孔均发育。在南高点获 2 口气井（合 7、15 井），两井为同一连通系统，原始地层压力为 390.16 巴，压力系数为 1.99（合 7 井），是一个超高压气藏。合7井日产气量为20.57 万立方米；合 15 井气水同产，日产气量为 3.68 万立方米，日产水量为 4.30 立方米。2 口井在 1974 年同时投产，合 15 井仅采气 181.8 万立方米，采水 274 立方米后就被水淹而停产；合 7 井一直生产至今（1984 年底），累计产气 0.78 亿立方米，尚未见到地层水。看来合 15 井气层已接近气水界面附近，其海拔标高约 －1800 米，据此推算，南高点的嘉一气藏高度应大于 100 米，同时从采气情况分析，地层水不甚活跃。

在北西高点的嘉一气藏也获得了工业气流。合 9 井两次中途测试，日产气分别为 5.0 和 8.3 万立方米，不产水，产气层海拔为 －1895 米。另外合 4 井钻进过程中气浸严重，合 13 井钻进中喷气，火焰高 1～2 米，中途测试产微气。故应有一定的含气面积。

在北东高点的嘉一段却产出大量的水，合 12 井日产水量为 1440 立方米，地层压力为 332.45 巴，压力系数为 1.65，产水层海拔为 －1700 米；合 11 井日产水量为 2030～2171 立方米，产水层海拔为 －1705 米。

3 个高点中气水分布相差比较悬殊（表 10－38），主要受圈闭完整性的控制。从图 10－36 看，南高点和北西高点没有受到断层的切割，圈闭完整；而北东高点，断层切于其顶部，断距虽不大，但由于上下连层，圈闭完整性受到破坏，加之，断层促使裂缝发育，故钻在高点上的井产地层水，而且产量很大。

**表 10－38 合江背斜嘉一段的流体分布表**

| 高点<br>含流体情况 | 北西高点 | 北东高点 | 南高点 | 南南高点 |
|---|---|---|---|---|
| 井号 | 合 9 井（气）<br>合 13 井（气） | 合 12 井（大量水）<br>合 11 井（大量水） | 合 7 井（气）<br>合 15 井（气水） | 合 23 井（见少量水） |
| 含流体性质 | 气（未见水） | 水（未获气） | 气、水 | 有水（可能有气） |
| 产层顶部海拔（m） | －1895 | －1700 | －1800（气水界面） | －2092 |
| 气藏高度（m） | ＞130 | 0 | 100～150 | |

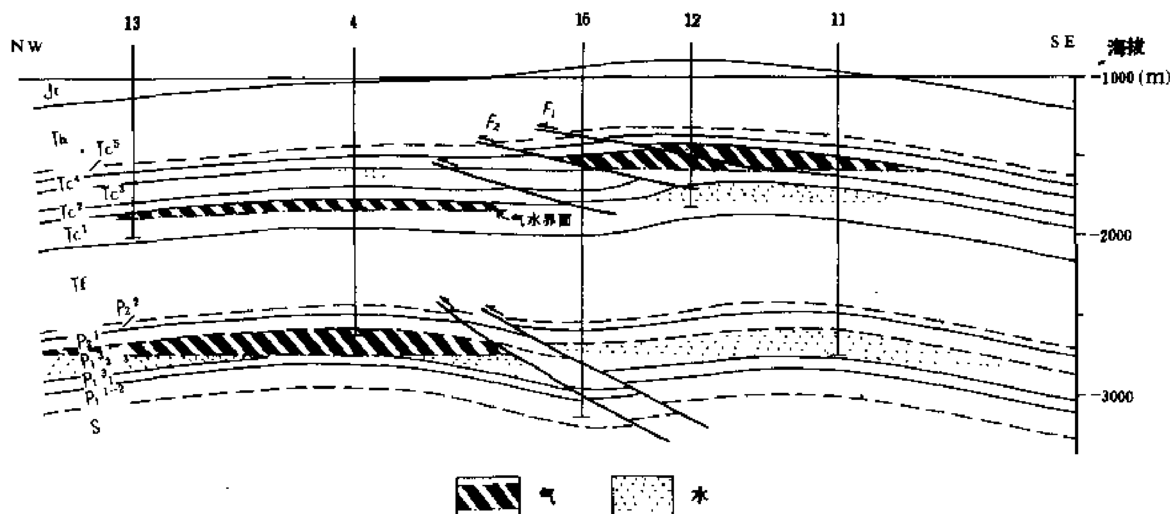



图 10－36　合江气田横剖面图
（剖面位置见图 10－34）

嘉一气藏的天然气为硫化氢含量极低的干气，甲烷含量为 98.45%，重烃含量为 0.44%，硫化氢含量为每立方米 0 ~0.05 克，天然气密度为 0.562 千克／立方米。地层水为 $CaCl_2$ 水型，矿化度为 38.1 克／升，$Cl^-$ 含量为 20811 毫克／升。

*4. 阳三气藏（$P_1^3$）*

产气层为一套浅灰—褐灰色生物灰岩，总厚度为 160 米左右，岩芯分析孔隙度最大为 3.13%，最小为 0.44%，一般为 0.5 ~ 0.7%，渗透率均小于 0.01 × $10^{-3}$ 平方微米。钻进中井漏、钻具放空、井喷等显示很普遍，说明缝洞很发育。产气层位主要为阳三$^3$和阳三$^2$A 层。获气的井共有 4 口，产水井有 2 口，它们分布在 3 个高点上，气、水井的特征列表对比如后（表 10－39）。

从表 10－39 中可以看出：① 各井产层层位都是 $P_1{}^3{}_3$或 $P_1{}^3{}_2$A。② 含气范围内气水关系复杂，各井之间无统一气水界面，如北东、北西高点的合 11、16、22 井以及合 24 井都有低处产气、高处产水的现象。③ 各井间水平距离不大，均在 2 公里以内，但生产中互不连通，各自成为独立的裂缝系统。④ 压力系数高，为超高压气藏。⑤ 地层水较活跃，如合 19 井系统完井测试时产纯气，1980 年 8 月 17 日投产后，只生产 54 天就产出大量的地层水，最高日产水量达 99.4 立方米，气产量大幅度递减，从出水前的日产气 10 多万立方米降到日产小于 1 万立方米。一年后平均日产气量只有 0.18 万立方米，随后因水淹而停产，累计产气 0.195 亿立方米，累计产水 5343 立方米。⑥ 不同裂缝系统中气、水性质不相同。如同处于北西高点的合 4、24 井，天然气中的 $H_2S$ 含量相差较大（表 10－40）；位于北东高点的合 22 井地层水的成分与其它井也有区别。这些资料说明，各系统中流体的来源和聚集机制可能是有区别的。

表 10-39 合江气田阳三气藏气井特征对比表

| 井号 | | 合 4 井 | 合 24 井 | 合 16 井 | 合 22 井 | 合 11 井 | 合 19 井 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 构造部位 | | 北西高点 | | 鞍部 | 北东高点 | | 南高点 |
| 产层位置 | | $P_1{}^3{}_3$ | $P_1{}^3{}_2A$ | $P_1{}^3{}_3$ | $P_1{}^3{}_3$ | $P_1{}^3{}_3$ | $P_1{}^3{}_3$ |
| 产层中部海拔 (m) | | −2574 | −2760 | −2664 | −2677 | −2605 | −2613 |
| 测试产能 | 日产气 ($10^4m^3$) | 29.50 | 27.56 | | 49.81 | | 29.25 |
| | 日产水 ($m^3$) | | 432 | 1920 | 6 | 153 | |
| 地层压力 (bar) | | > 590 | 606 | 582 | 506 | 586 | |
| 压力系数 | | > 2.07 | 2.04 | 1.99 | 1.70 | 2.02 | |
| 气井现状 | | 采气 | 未投产 | | 已枯竭 | | 水淹停产 |

此外，合江气田除上述3个气藏外，还获得了香六、嘉二$^3$、飞一、长兴、阳二$^1$等气藏。

香六气藏($Th^6$)岩性为石英砂岩，获1口产气井(合8井)，分布在北东高点上，日产气量为48.364万立方米，地层压力为140.48巴，压力系数为1.12。长期关井测压证明压力稳定，为一独立的气藏。合11井钻至该层也有气显示，合5井在该层产水，说明其含气范围小，为裂缝－孔隙型背斜气藏。

嘉二$^3$获气井有2口，飞一、长兴、阳二$^1$气藏均各获1口产气井，产层岩性均为石灰岩。产层为飞一段的合18井位于北西高点，气水同产，日产气5.42万立方米，日产水180立方米，产层中部井深为2697.5米；产层为长兴组的合14井位于南高点上，气水同产，日产气3.38万立方米，日产水10立方米，产层中部井深为2842米；阳二$^1$层仅在合江南南高点获得1口气井(合25井)，也是合江南南高点所获得的唯一的1口气井，测试日产气量为66.07万立方米、产层中部井深为3438米，地层压力为741.38巴，压力系数为2.199，是一超高压的气藏。

合江气田不同产层的气、水分析数据列于表10－40中，反映在各层之间的流体性质有一定差别。

合江气田实际含气面积大约只相当于背斜圈闭面积的1/10，气藏范围很小，彼此呈孤立分布，相互不连通，天然气的充满程度很低。此外，气和水相互掺杂，没有统一的气水界面；

地层压力很高，储集层中的缝洞发育不均一。对这种复杂气田的勘探和开发，难度很大。

**表 10－40　合江气田的气、水组分对比表**

| 层位 | 井号 | 天然气 | | | | 地层水 | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | 甲烷(%) | 重烃(%) | 硫化氢($g/m^3$) | 密度($kg/m^3$) | $Cl^-$(mg/L) | $SO_4^{2-}$(mg/L) | 矿化度(g/L) | 水型 | $Na^+/Cl^-$ |
| $Th^6$ | 18 | 97.25 | 1.84 | 0.00 | 0.572 | 54398 | 0 | 89.65 | $CaCl_2$ | 0.82 |
| $Tc^3$ | 10 | 97.49 | 0.47 | 7.27 | 0.567 | 22614 | 2553 | 42.05 | $MgCl_2$ | 0.63 |
| $Tc^2_3$ | 12(气) 15(水) | 98.76 | 0.50 | 3.83 | 0.561 | 21785 | 3684 | 41.53 | $Na_2SO_4$ | 1.01 |
| $Tc^1$ | 7(气) 11(水) | 98.45 | 0.44 | 0.02 | 0.562 | 20740 | 2586 | 38.10 | $CaCl_2$ | 0.94 |
| | 12 | | | | | 21362 | 2696 | 39.17 | $CaCl_2$ | 0.94 |
| $Tf^1$ | 18 | 98.80 | 0.60 | 0.00 | 0.561 | 17792 | 176 | 30.11 | $CaCl_2$ | 0.92 |
| $P_2^2$ | 合14 | 98.54 | 0.53 | 0.00 | 0.562 | 19162 | 18 | 31.67 | $CaCl_2$ | 0.70 |
| $P_1^3$ | 4(气) 16(水) | 97.73 | 0.77 | 0.02 | 0.570 | 20838 | 8 | 34.67 | $CaCl_2$ | 0.92 |
| | 24 | 98.05 | 0.45 | 2.61 | 0.568 | 19618 | 95 | 33.45 | $CaCl_2$ | 0.96 |
| | 22 | 98.38 | 0.50 | 微量 | 0.565 | 37131 | 12 | 60.38 | $CaCl_2$ | 0.52 |
| | 19 | 98.42 | 0.57 | 0.01 | 0.565 | 13516 | 46 | 23.36 | $CaCl_2$ | 0.96 |
| $P_1^2$ | 25 | 98.09 | 0.98 | 2.74 | 0.564 | | | | | |

首先是气井的成功率低。在背斜圈闭内所钻的 25 口井中，有 10 口井为干井成产水井，气井成功率只有 60％。

其次是地层水分布很普遍，开采中水很活跃。投产的 11 口井到 1984 年底已有 7 口井产地层水，其中 2 口井已因被水淹而停产，累计产水量已达 43310 吨。气井出水后，气产量大幅度递减。

第三是钻井失控，耗费了大量的天然气。由于地层压力很高和规模大的缝洞发育不均，给钻井带来很大困难。1967 年 5 月合 2 井钻至嘉三段时，钻具放空，随即发生强烈井喷，在井眼附近的 2.5 × 1.5 平方公里地面范围内大量窜气，历时 42 天才把井堵死，耗气 1 亿立方米左右。1971 年 3 月合 5 井钻至嘉二$^3$层，钻具放空 0.44 米，发生强烈井喷，历时 71 天才堵住，耗气 1 亿立方米左右。1974 年 4 月 4 日合 4 井在钻至龙潭组底和阳三$^3$顶面处，钻具放空 0.17米，突然发生强烈井喷，因气层压力高，产量大（估计日产气量 500 万立方米以上），上下封井器均被气流刺坏，高压气流从井口及四条放喷管线同时喷出，井口附近地面 0.45 × 0.35 平方公里的范围内大量冒气。4月 13 日因雷击着火，火焰高 70 米，飘高 95 米。经过 26 天的抢救才将火扑灭，共耗气 1.54 亿立方米。勘探中在同一气田 3 口井因井喷而报废，放空天然气 3.54 亿立方米，造成重大经济损失(关键是当时尚无高压防喷控制的设施)，教训是探刻的。

**四、丹凤场气田**

丹凤场气田位于璧山县境内。1958 年作 1 ：5 万地质细测，1971 年进行地震详查，1981 和 1982 年作三维地震试验，1977 年开始钻探丹 1 井，1978 年 5 月发现阳三气藏。至 1984 年底，完钻井共有 14 口，其中完钻于三叠系 1 口，二叠系 11 口，志留系 2 口。获工业气流的井有 9 口，分属 3 个气藏，即嘉一、长兴和阳三气藏。此外尚有低产气井 2 口，即丹 6 井(长兴组）和丹 11 井(嘉一段)。丹凤场气田共有 8 个裂缝系统，至 1984 年底，该气田累计产气 2.84亿 立方米。

丹凤场气田为一低丘状短轴背斜。地面背斜轴向近南北，核部出露中侏罗统上沙溪庙组，圈闭完整。据三维地震资料，上下构造的形态基本吻合，但从嘉二$^1$层顶面以下，在背斜西翼出现了一个北东一南西向的潜伏高点，即正兴潜高，与南北向的主体构造呈斜鞍相接，轴线夹角为 30 °(表 10－41)。

地腹有两组断层，主要组系为北北东向，次要组系为北西西向，均为逆断层。其特征：①从上到下断层条数增多，总长度增加(香二段为1公里，嘉陵江组顶部为9.5公里，嘉二$^1$层顶部为32.5公里，飞仙关组顶部为37.8 公里，龙潭组顶部为 47.6 公里，阳新统顶部为52.5公里 )；②二叠系断层多集中在构造高点和轴部，三叠系断层多集中在翼部；③多数断层延伸长度为 0.5 ～3公里；④纵向上垂直断距小，一般为 40 ～ 60 米；⑤断层向上都消失在嘉陵江组和香溪群之中，这对促使储集层裂缝发育和气藏的保存都很有利；⑥ 西翼大断层的规模最大，延伸 16 公里以上，倾向东南，倾角为 50 °～ 70 °，落差为 100 ～ 148 米，向上消失在香溪群中。该断层对油气的富集有利，但也可能导致地层水侵入气藏，开采中值得注意；⑦ 在井下共钻遇断点 11 个，其中有 9 个与地震相吻合。丹凤场构造形态见图 10－37。

丹凤场气田在印支期的剥蚀幅度较大，嘉五$^2$层以上地层已被剥蚀，但嘉四$^4$、嘉四$^2$硬石膏盖层尚有保存，故嘉三以下的储盖组合都有获得工业性气流的可能性。

*1.* 嘉一气藏 ($Tc_1^2$ ～ $Tc^1$)

储集层为嘉二$^1$一嘉一石灰岩和白云岩，厚度为 200 米，盖层为嘉二$^2$硬石膏和泥岩层，厚度为20～50米。据丹6、10 井取芯(芯长263.52米，收获率为96.76%)分析表明，储集层孔隙度平均为0.73%，最高为 6.07%；在 312 个岩样中渗透率大于 0.01 × $10^{-3}$ 平方微米的样品只有 3 个(占 1%），其余均小于 0.01 × $10^{-3}$ 平方微米。孔隙度较高(3 ～ 6%）的层段，位于嘉二$^1$和嘉一顶部，据 11 口井统计，其平均厚度只有 1.5 米（表 10－42)，6 块样品压汞分析结果将其评价为Ⅲ类储集层，孔隙层的分布不受构造部位控制。

表10—41　丹凤场气田构造数据表

| 制图层 | 高点名称 | 轴向 | 闭合面积($km^2$) | 长轴(km) | 短轴(km) | 闭合度(m) | 两翼倾角 | | 闭合等高线(m) | 断层条数 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | | | | 西翼 | 东翼 | | |
| $Th^2$顶 | 主高点 | 354°~4°~347° | 16.0 | 16.0 | 7.0 | 100 | 9° | 10° | -1050 | 1 |
| Tc顶 | 主高点 | 323°~4°~358° | 23.7 | 18.0 | 7.0 | 89 | 9° | 10° | -1300 | 8 |
| $Tc^2_1$顶 | 主高点 | 360°~354° | 32.0 | 16.0 | 6.5 | 119 | 12° | 9° | -1700 | 19 |
| | 正兴高点 | 30° | | 8.0 | 4.0 | 70 | 14° | 6° | -1700 | |
| Tf顶 | 主高点 | 360°~352° | 31.3 | 16.0 | 5.5 | 144 | 14° | 9° | -1950 | 22 |
| | 正兴高点 | 34° | | 8.0 | 4.0 | 110 | 14° | 7° | -1950 | |
| $P_2^2$顶 | 主高点 | 360°~352° | 37.5 | 14.8 | 5.5 | 197 | 16° | 9° | -2500 | 22 |
| | 正兴高点 | 30° | | 8.0 | 4.0 | 160 | 15° | 7° | -2500 | |
| $P_1^3$顶 | 主高点 | 358°~5°~350° | 38.2 | 14.5 | 5.5 | 210 | 17° | 7° | -2700 | 33 |
| | 正兴高点 | 32° | | 8.0 | 4.0 | 160 | 17° | 7° | -2700 | |

岩芯中见裂缝和溶洞，丹6井138米岩芯中见亮晶填充的裂缝712条，小溶洞26个；丹10井125米岩芯中见填充缝66条，张开缝5条。有的张开缝延伸长度可达1米，张开宽度最大可达0.3～0.6厘米。钻进中见钻具放空、井漏等显示，说明还有大的缝洞存在，如丹3井在嘉一段下段部钻具放空1.06米，发生井漏和井喷，测试日产气量为13.5万立方米，储集层属裂缝－孔洞型。

嘉一气藏获气的井有1口(丹3井)；此外，丹11井漏试日产气量为1.07万立方米，这2口井都不产地层水。它们的产气层海拔，都处于闭合等高线海拔(－1700米)之下，其含气范围已超过背斜圈闭面积。气藏原始地层压力为281.68巴，压力系数为1.35。

丹3井自1981年12月27日投产以来，至1984年底，累计产气1667万立方米，累计产凝析油986.5吨。油气比逐年下降。天然气成分：甲烷含量为96.15％，重烃含量为1.69%，不含硫化氢；天然气密度为0.581千克/立方米。凝析油的密度为0.7328千

克/立方米，烷烃及环烷烃含量为91.7%，芳烃含量为8.3%。

*2.* 长兴气藏($P_2^2$)

储集层厚度为72～90米，由生物灰岩组成。据丹10、12井岩芯(岩芯长88.75米，收获率为98.74%)分析，孔隙度平均为0.92%，最高达14.7%，渗透率一般都小于0.01×$10^{-3}$平方微米，最高可达394×$10^{-3}$平方微米。在低孔隙、低渗透、致密岩层的背景上局部夹有孔隙度和渗透率都较高的一些层段，但其纵向上无固定层位，横向上不能对比。岩芯中缝洞也较发育，丹10井86米长的岩芯中共有裂缝277条(其中张开缝19条)，小溶洞97个，可见溶蚀孔隙沿裂缝分布；丹12井2.6米岩芯中见裂缝15条(其中张开缝3条)。储集层属裂缝－孔洞型。

钻达和钻穿长兴组的井共13口，经过酸化测试的井仅有7口，其中获工业气流的井有3口，低产气井1口，干井3口。通过试采证明，位于主高点上的丹7、12、6井相互连通，其井间距离分别为5.5和0.5公里；气藏原始地层压力为471.47巴、压力系数为1.75。正兴高点上的丹10井为另一系统。长兴气层在钻井、测试和生产中都未见地层水。

天然气成分：甲烷含量为98.81%，重烃含量为0.42%，硫化氢微量；天然气的密度为0.62千克/立方米。

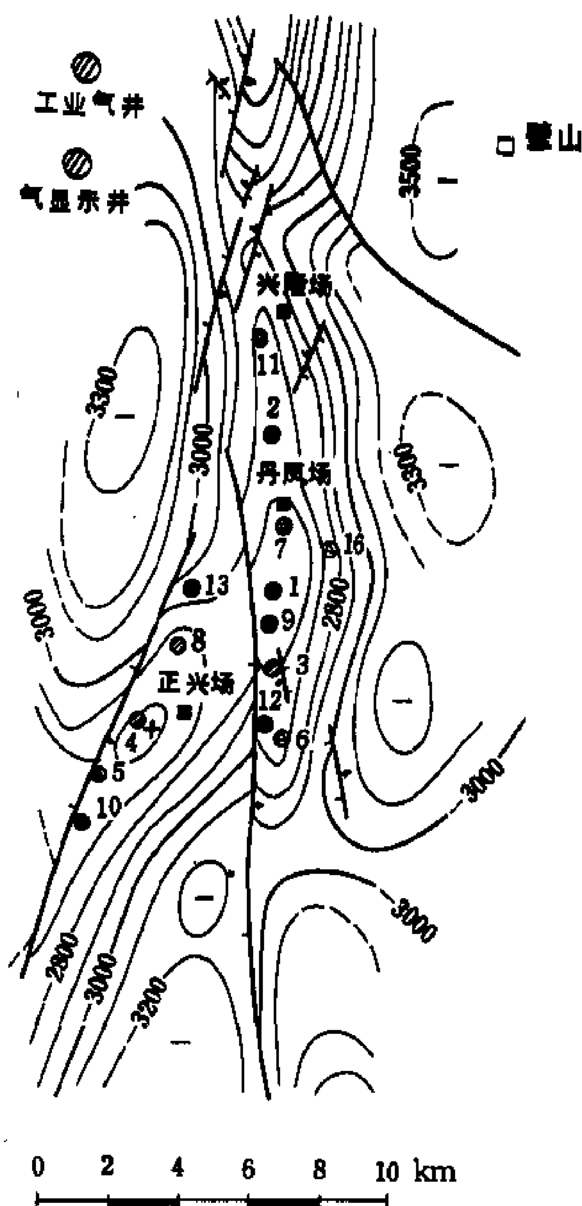



图10－37 丹凤场气田下二叠统顶面构造图

*3.* 阳三气藏($P_1^3$)

储集层厚度为145～150米，岩性为生物灰岩。据对4口井342米岩芯、1209个样品的分析，孔隙度平均为0.73%，最高达10.45%；孔隙度大于2%的样品只有41个，占样品总数的3%；渗透率小于0.01×$10^{-3}$平方微米的样品占样品总数的89%。

在342米岩芯中共有裂缝1359条，其中肉眼可见的张开裂缝有11条，小溶洞有160个。钻进中有钻具放空、井漏、井喷等显示，说明大型缝洞较发育。储集层为裂缝－孔洞型。

阳三气藏经过酸化试油的井有11口，其中获工业气流的井有5口，气井成功率只有45.5%。这5口产气井分布在主高点的有3口，分布在正兴高点的有2口，详见表

表10—42　丹凤场气田嘉一气藏孔隙层参数表

| 井号 | 井深（m） | 厚度（m） | 孔隙度（%） | | 孔隙层距嘉二$^{1}$顶的距离（m） | 构造部位 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | 声波法 | 岩芯分析 | | |
| 11 | 2021.8～2022.6 | 0.8 | 4.0 | | 10.8 | 主高点北轴 |
| 2 | 1988.0～1989.4 | 1.4 | 4.0 | | 8.0 | 主高点北轴 |
| 7 | 2005.6～2006.4 | 0.8 | 4.0 | | 7.1 | 主高点顶部 |
| 9 | 1970.2～1971.2 | 1.0 | 6.0 | | 7.7 | 主高点顶部 |
| 12 | 2094.6～2096.0 | 1.4 | 6.0 | | 8.1 | 主高点南轴 |
| 6 | 2119.7～2121.8 | 2.1 | | 2.02～5.65 | 6.2 | 主高点南轴 |
| 3 | 2013.2～2016.2 | 3.0 | 4.0 | | 8.2 | 主高点顶部 |
| 13 | 2107.6～2109 | 1.4 | 6.0 | | 10.6 | 西翼 |
| 8 | 1992.8～1994.4 | 1.6 | 6.0 | | 7.8 | 西翼 |
| 5 | 1995.5～1997.5 | 2.0 | 5.0 | | 7.0 | 西翼断层 |
| 10 | 2023.0～2024.1 | 1.1 | 5.0 | 2.46～5.61 | 9.1 | 西翼断层 |
| 小计 | | 1.45（平均） | 5.0（平均） | 4.0（一般） | 8～10 | |

10－43。

阳三的气井有以下特点：①产气层的位置高低不一，横向上难以对比；②各井在生产中互不连通，1口井一个裂缝系统；③各井地层压力高低不一；④气井都分布在背斜构造中有利于裂缝发育的部位。

阳三气藏在正兴高点和主高点都见有地层水，但产水层的海拔高度不一致。正兴高点上的丹4井为气水同产井，产水层海拔为－2715米；主高点上的丹6井测试中见地层水，产水层海拔为－2789米。目前对低于产水层海拔是否就不含气，尚难定论。根据其它气田钻探的经验，象这类裂缝系统较小、数目较多的气藏内，往往没有统一的气水界面，而是各系统中气水并存。从丹凤场阳三气藏来看，目前所控制的含气面积不超过构造圈闭面积的20%，而且气藏属多系统并存的类型，因面，还有值得进行勘探的领域。在三维地震资料的

表10—43　丹凤场气田阳三气藏气井特征对比表

| 井号 | 试气日期 | 产层层位 | 产层中部海拔(m) | 日产气量($10^4m^3$) | 日产水量($m^3$) | 地层压力(bar) | 压力系数 | 构造部位 | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 1 | 1978年6月 | $P_1^3{}_2A$ | －2556 | 10.31 | | 487.00 | 1.69 | 顶部 | 主高点 |
| 1 | 1978年6月 | $P_1^3{}_1$ | －2717 | 2.70 | | | | 顶部 | 主高点 |
| 2 | 1980年7月 | $P_1^3{}_3$ ～ $P_1^3{}_2B$ | －2704 | 54.48 | | | | 北轴 | 主高点 |
| 9 | 1981年4月 | $P_1^3{}_3$ ～ $P_1^4{}_3$ | －2542 | 85.55 | | 531.45 | 1.87 | 南轴 | 主高点 |
| 4 | 1979年7月 | $P_1^3{}_2C$ | －2715 | 2.53 | 21.0 | | | 顶部 | 正兴高点 |
| 4 | 1979年8月 | $P_1^3{}_2A$ ～ $P_1^3{}_4$ | －2601 | 10.12 | | 500.61 | 1.73 | 顶部 | 正兴高点 |
| 8 | 1981年10月 | $P_1^3{}_2A$ ～ B | －2664 | 22.03 | | 542.18 | 1.85 | 北端 | 正兴高点 |
| 6 | 1981年7月 | $P_1^3{}_3$ ～ $P_1^3{}_2A$ | －2789 | 微量 | 有水 | | | 主高点南轴 | |

基础上，精选一些有利的部位进行钻探，可望获得新的储渗系统。

天然气成分：甲烷含量为98.46%，重烃含量为0.46%，硫化氢含量极微；天然气的密度为0.566千克／立方米。地层水属 $CaCl_2$ 水型，矿化度为52.16克／升，$Cl^-$ 含量为32444毫克／升。

除上述3个气藏外，还有一些层段也具有良好的显示。如香溪群在丹2井钻进中喷气，测试日产气5.65万立方米；丹5、7、1、3、6、8井钻进中也都有喷气或气侵等显示发生。香溪群在本气田的埋藏深度为1200～1300米，储盖组合及保存条件都好，可望获得气藏。

此外，嘉二段在丹1井钻进中有喷气、丹12井钻进中有气涌等现象发生，储、盖层条件都较好，也是可能的含气层。

**五、老翁场气田**

老翁场气田位于长宁县，东与付家庙构造相邻。1955年进行地质普查，次年进行了地震勘探工作。1965年9月开始钻探老1井，次年3月发现嘉二²气藏。截至1984年底完钻井共13口，其中完钻于三叠系2口，二叠系10口，志留系1口；最深的老深1井井深为3209.70米,钻至志留系完钻。该气田获气的井共有10口(二叠系7口，三叠系3口)，钻探成功率为76.92%， 获嘉二²和阳三等2个气藏。

老翁场气田位于川南长垣坝构造带的西端，为一短轴丘状背斜。地面背斜轴部出露下沙溪庙组，圈闭完整，两翼近于对称。地腹构造的轴线和高点均略向北偏移，闭合面积和闭合度往下变小，到阳新统又复变大；潜伏断层多，阳新统顶面构造就有断层17条，且均为逆断层，以北东向为主，次为北西向，断距一般为50米(表10－44)。

表10－44　老翁场气田构造数据表

| 制图层 | 轴向 | 闭合面积($km^2$) | 长轴(km) | 短轴(km) | 闭合度(m) | 两翼倾角 | | 断层条数 | 上下构造符合情况 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | | | 北翼 | 南翼 | | |
| $Jc^2$底 | 北东 | 35.5 | 13.3 | 3.9 | 335 | 5°～20° | 10°～20° | 1 | |
| Tr顶 | 北东 | 30.6 | 11.0 | 4.0 | 230 | 9°～13° | 5°～11° | 2 | 与地面构造基本一致，与莲花寺构造相邻的鞍部出现一个次高点 |
| $Tc^1$顶 | 北东 | 23.4 | 9.9 | 3.6 | 200 | 11°～13° | 9°～14° | 2 | |
| $P_2^2$顶 | 北东 | 20.6 | 10.3 | 2.7 | 235 | 14°～17° | 9°～11° | 3 | |
| $P_1^3$顶 | 北东 | 33.1 | 13.2 | 4.0 | 300 | 9°～14° | 9°～10° | 17 | |

老翁场气田在印支期地处泸州古隆起向南延伸的部位。由于抬升幅度相对较大，中、上

三叠统剥蚀程度较邻区加剧，造成部分地层残缺，破坏了气藏的保存条件。与东邻的付家庙气田相比，嘉陵江组在付家庙气田残留的最新层位是嘉五段，嘉三气藏上覆的嘉四段硬石膏层保存完整，使嘉三气藏免遭破坏，成为该气田的一个主力产层。而老翁场气田嘉四段硬石膏盖层大部已被剥蚀，嘉三气藏的盖层受到破坏。钻探资料表明，只在构造顶部残留了一个范围局限的小气顶（老2井）。经测试，日产气量为4.75万立方米，日产水量为48立方米，原始地层压力为111.09巴。气水界面海拔在－680米附近（图10－38）。由此可以看出，受印支期构造抬升影响，当气藏直接盖层受到一定程度的破坏时，天然气的聚集程度就差，难于形成工业性气藏。

老翁场气田在嘉陵江组唯一获得工业产能的是嘉二$^{2}$气藏（$Tc^{2}_{2}$）。储集层主要为石灰岩夹白云岩，厚度为35米，上部为褐灰色石灰岩夹泥质白云岩及薄层硬石膏，中部为深灰褐色白云岩夹石灰岩，具针孔结构，孔隙度为1～10%，孔隙度平均为2.89%，渗透率多小于$0.01\times10^{-3}$平方微米。底层为嘉二$^{2}$下部的硬石膏和蓝灰色泥岩层。嘉二$^{2}$气藏有3口井获工业气流（老1、2和老深1井），它们都分布在背斜构造的顶部。开采中3口井相互连通，为同一裂缝系统（老1井系统）。气藏为孔隙型背斜圈闭类型，原始地层压力为166.1巴，压力系数为1.27。老1井于1972年投产，至1984年底，累计产气0.76亿立方米，目前还在继续生产，工作压力在30巴左右，日产气0.8万立方米，未见地层水。老2井为高产气井，测试日产气量为78万立方米，于1972年2月投产，第一年以19.9%的高速度采气，因系大段裸眼（嘉四$^{1}$—嘉二$^{2}$）采气，无水采气期仅20个月，嘉四$^{1}$—嘉三$^{3}$层的地层水便窜入，使该井变为带水生产井。气水同产期内，累计产气1.02亿立方米，累计产水3434吨，到1975年3月气藏被水淹而停产，老2井即告报废。其后，老深1井投产，目前日产气量为2.6万立方米，未发现地层水。至1984年底，老1井系统累计产气2.65亿立方米。

嘉二$^{2}$气藏天然气成分：甲烷含量为97.36%，乙烷含量为0.96%，丙烷含量为0.16%，含微量硫化氢。

在老翁场以东的几个背斜构造都于嘉一气层中获得了工业气流，其中沈公山和五通场气田获得了日产天然气100万立方米以上的高产气井，付家庙气田的嘉一段也形成了较大的气藏，而在老翁场背斜范围内却未获得工业气流。据分析，盖层条件与其它气田相比没有太大变化，构造条件也较好，未获气的主要原因是储集层条件变差。因为老翁场气田正处于嘉一段岩性变化带上，其东侧是鲕粒碳酸盐岩发育的浅滩相区，鲕粒碳酸盐岩厚度为5～10米，孔隙度一般在5%左右，非鲕的碳酸盐岩质纯，泥质含量小于10%，有利于裂储发育；但从老翁场往西则属于泥坪相区，碳酸盐岩的泥质含量增加，鲕粒碳酸盐岩大大减少，孔和缝都不发育。例如老1井在嘉二$^{1}$—嘉一段上部所钻穿的80米岩层中，就有24米的泥灰岩，很少见到鲕粒岩类。

老翁场气田的嘉三段和嘉一段未能形成气藏的事实说明，除了构造条件以外，地层的剥蚀作用和区域岩性的变化，对于局部构造内气藏的形成还是有着重要影响的。为了进一步说明这两种因素的作用，现将老翁场和付家庙这两个毗邻的、构造条件相似的气田嘉陵江组的储盖组合条件与气藏的形成列表对比如下（表10－45）。

老翁场气田的主要产气层是阳三气藏（$P_{1}^{3}$）。储集层总厚度为250米，由厚层至块状生物灰岩组成，生物化石含量丰富，重结晶和白云化作用普遍，底部含泥质多。产层主要集中在阳三$^{2}$层，但随阳顶剥蚀程度向西减弱，在该气田阳三$^{4}$层和阳三$^{3}$层也产气。产层一般厚180

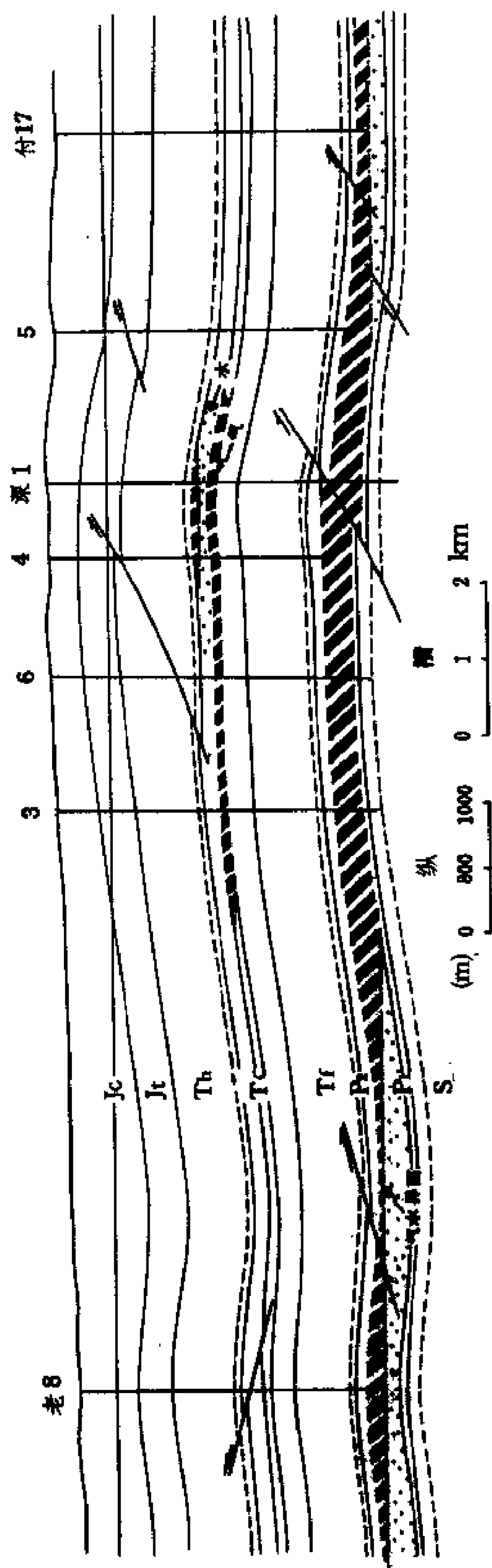



图 10－38 老翁场气田纵剖面图

表 10－45　老翁场气田和付家庙气田嘉陵江组的储、盖条件对比表

| 层位 | 老翁场 厚度(m) 范围 | 一般 | 岩性 | 储集层 | 盖层 | 产气情况 | 付家庙 厚度(m) 范围 | 一般 | 岩性 | 储集层 | 盖层 | 产气情况 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| $Tc^5$ | 0 | 0 | | | | | 12～71 | 40 | 碳酸盐岩夹膏岩 | | 较好 | |
| $Tc^4_4$ | 2～37 | 10 | 白云岩夹膏岩薄层 | | 很差 | | 32～51 | 45 | 膏岩夹白云岩 | | 好 | |
| $Tc^4_3$ | 13～20 | 13 | 含泥质碳酸盐岩 | 差 | | 无气 | 10～18 | 13 | 含泥质碳酸盐岩 | 差 | | 无气 |
| $Tc^4_2$ | 4～18 | 10 | 白云岩夹膏岩 | | 差 | | 14～27 | 18 | 膏岩夹白云岩 | | 好 | |
| $Tc^4_1$－$Tc^3$ | 117～140 | 125 | 石灰岩夹白云岩 | 好 | | 局部产气 | 116～130 | 120 | 石灰岩夹白云岩 | | 好 | 气藏 |
| $Tc^2_3$ | 33～45 | 35 | 碳酸盐岩，底为膏岩 | 差 | 较好 | 无气 | 28～68 | 45 | 碳酸盐岩、顶、底为膏岩 | 较好 | 好 | 气藏 |
| $Tc^2_2$ | 29～38 | 32 | 碳酸盐岩，底为膏岩 | 好 | 好 | 气藏 | 23～48 | 33 | 碳酸盐岩，底为膏岩 | 好 | 好 | 气藏 |
| $Tc^2_1$－$Tc^1$ | 197～212 | 200 | 含泥质灰岩 | 差 | | 无气 | 176～220 | 195 | 碳酸盐岩(夹鲕粒灰岩) | 好 | | 气藏 |

米。岩石本身的物性条件并不理想，孔隙度一般仅有1％左右，渗透率一般都小于0.01×$10^{-3}$平方微米。储渗空间主要为构造裂缝和溶蚀孔洞，据老6井资料，纵向上有7个缝

洞发育段，从顶部的阳三⁴层到阳三²层皆有存在，累积厚度为150米。尽管各井的产气层位不同，有上有下，但通过构造裂缝在纵向上彼此可以互相串通。阳三气藏共有6口获气井，分属3个裂缝系统(老4井、老7井、付17井系统)。

老4井系统(老3、4、5、6井)是主裂缝系统，位于背斜构造的顶部。从1972年投产，至1984年底，累积产气26.26亿立方米，累积产水16096立方米。1984年的产气量为0.96亿立方米。

付17井系统位于老翁场背斜与付家庙背斜之间的鞍部。测试日产气量为54.59立方米，原始地层压力为201.9巴，压力系数为0.85左右，测试中不产地层水，但生产中却产出地层水。1975年7月投产以来，至1984年底，累计产气0.57亿立方米，累计产水2209立方米。

老7井系统位于背斜的北端鼻状构造上，只有1口产气井，产气层海拔为－2148米，测试日产气量为14.4万立方米，不产水。原始地层压力为252.8巴，压力系数为0.93。至1984年底，累计产气902万立方米。

阳三气藏在老翁场气田之所以能获得高产，主要是局部构造条件比较优越，构造完整。两翼虽有断层存在，但规模不大，断距一般小于100米，延伸长度为4公里左右，没有影响圈闭的完整性；而且断层的抬升使构造顶部变得更加宽阔(图10－39)，含气范围扩大；另外，受两组构造线的干扰，轴线常出现拐折，也有利于形成裂缝发育带。钻探结果，沿长轴的10口井中获气的共有7口，其中日产量大于30万立方米的高产气井就有4口，钻探成功率比较高，气井的产量也高。

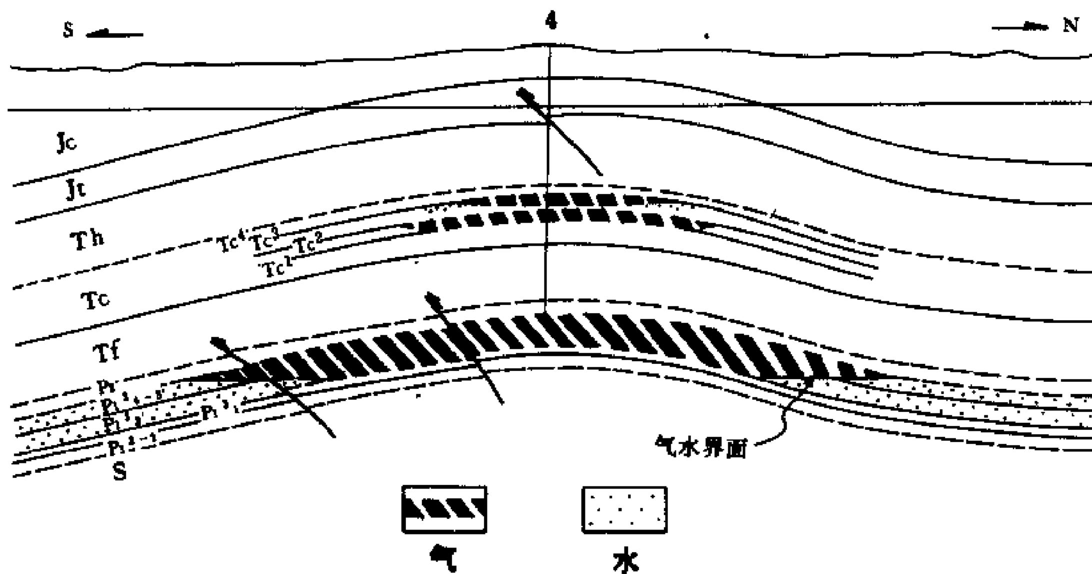



图10－39　老翁场气田横剖面图

阳三气藏天然气成分：甲烷含量为97.33%，乙烷含量为0.93%，丙烷含量为0.15%，硫化氢和二氧化碳的含量为0.48%。地层水$Cl^-$含量为118 17毫克／升，矿化度为21.52

克/升，水型为$CaCl_2$型。

## 第四节 川西南气区

川西南气区位于川南气区以西，中间以青山岭背斜相隔。区域构造属川西南低陡褶皱带。气区范围南起金沙江，北抵资中—大足，西至仁寿—井研一线，东达隆昌—宜宾一线，面积约2万平方公里。

该区的自流井气田是世界上最早开发和利用的天然气田。由于它的存在，曾吸引了许多中外学者在早期的石油地质调查中涉足本区（如前面第一、二章中所述）。

1940年和1943年，先后在威远背斜和圣灯山背斜钻过探井，发现了圣灯山气田嘉陵江组气藏。新中国成立以前虽曾在本区内做过一些地质调查，但正规的石油勘探工作是自1953年以后，以自流井、邓井关和圣灯山一带为中心逐步开展的。70年代以后向西南扩展到观音场一带和向东北扩展到界市场—荷包场一带。至1984年底，本区共发现地面背斜构造17个，潜伏构造22个，已钻探的构造有19个，获气田15个，构造钻探成功率为79%。川西南气区共钻井336口，其中获气的井有176口，气井成功率为52.4%。

本区有3套含气层系11个产气层，它们是：

第1套为三叠系。在嘉陵江组、雷口坡组和香溪群等中，都获得了工业气流（表10－46），其中主要产层为嘉三气层，其它产气层段只在部分气田上有分布。

第2套为二叠系。下二叠统（阳新统）是主要产气层，近年来在该区的上二叠统长兴组也发现了工业性气流。阳新统厚度为310～480米，西厚东薄，由生物灰岩组成，有3个产层段，即茅口组上部的阳三$^4$气层，茅口组下部的阳三$^2$气层和栖霞组的阳二$^1$气层。

阳三$^4$气层是本区主要的产气层段之一。东吴运动时，阳新统遭受剥蚀，但在川西南地区残余厚度较大，在观音场、大塔场和青杠坪等气田上，残余厚度大于100米，往东北逐渐变薄（表10－47）。在残余厚度较大的地区（孔滩气田以西的地区），能产出工业性气流；在残余厚度保存较少的地区，含气条件变差。阳三$^2$气层主要分布在兴隆场、自流井和界市场一带。而阳二气层只在自流井和黄家场获得工业性气流。长兴气层的有利地区则是界市场—荷包场一带。

第3套为震旦系。产层为上震旦统的灯影组，为四川盆地最老的产气层。据邻区资料，其同位素年龄值为615±20～700±20百万年；由富含蓝绿藻的白云岩组成，厚度为650～1000米。

灯影组是威远气田的主要产气层，储集层厚度大，储集条件也较好。此外，本区自流井气田的自深1井和大窝顶背斜的窝深1井，也都钻达了该层。灯影组可能为一区域性含气层。

川西南气区与相邻气区相比，具有一些比较突出的特点：

首先，背斜内天然气富集的程度较高。以单个气田的平均储量而言，比川南气区的高出3倍，也高于川东气区气田的平均储量。气田虽然也具有多产层和多裂缝系统的特点，但平均每个气田只有2.2个产层，2.6个裂缝系统，只是川南、川东气区的1/2～1/3。

其次，气藏的地层压力都属于常压的范围，压力系数一般都小于1.4。兴隆场气田嘉三气藏的压力系数小于1，属低压气藏类型，这在四川地区是很特殊的。

表10－46　川西南气区二、三叠系产气层分布表

| 气层<br>气田 | 二 | 叠 | 系 | | 三 | | 叠 | | | 系 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | $P_1^2$ | $P_1^3{}_2$ | $P_1^3{}_{4-3}$ | $P_2^2$ | $Tc^1$ | $Tc^2$ | $Tc^3$ | $Tc^5$ | Tr | Th |
| 麻柳场 | | | （水） | | | | | | | |
| 观音场 | | | 气 | | | | | | 气 | 气 |
| 大塔场 | | | 气 | | | | | | | |
| 青杠坪 | | | 气 | | | | 气 | | | |
| 观斗山 | | | （水） | | | | （水） | | | |
| 威　远 | | | 气 | | | | 气 | | | |
| 孔　滩 | | | 气 | | | | 气 | 气 | | |
| 邓井关 | | （水） | | | | 气 | 气 | 气 | | |
| 兴隆场 | | （水） | | | | | 气 | | | |
| 瓦　市 | | 气 | | | | | | | | 气 |
| 杨家山 | | 气 | | | | | 气 | | | |
| 自流井 | 气 | 气 | | | | | 气 | 气 | | |
| 黄家场 | 气 | 气 | | | | | 气 | | | 气 |
| 圣灯山 | | 气 | | | 气 | | 气 | | | 气 |
| 隆　昌 | | 气 | | | | | 气 | | | |
| 界　市 | | 气 | | | | | | | | 气 |
| 龙市镇 | | 气 | | | | | 气 | | | |
| 荷包场 | | | | 气 | | | | | | |

表 10－47　川西南地区阳三$^4$层残余厚度与产气关系表

| 气田名称 | 麻柳场 | 大塔场 | 威西 | 观音场 | 青杠坪 | 观斗山 | 孔滩 | 兴隆场 | 自流井 | 邓井关 | 瓦市 | 黄家场 | 圣灯山 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 阳三$^4$层残余厚度（m） | 122 | 104～125 | 100～117 | 78～104 | 62～104 | 113 | 26～52 | 19～31 | 14～27 | 4～17 | 10 | 0 | 0 |
| 产气水情况 | （水） | 气 | 气 | 气 | 气 | （水） | 气 | | | | | | |

第三，基岩埋藏深度相对较浅。威远气田核部区的基岩顶面埋深在 4000 米左右，气区西南部的一些构造上 5000 米左右的深度就可钻达基岩。由于威 28井在基岩顶面的风化带中发现天然气显示,预示着有基岩气藏存在的可能性。核区应当是勘探基岩气藏的有利地区。

第四，发现了有非背斜圈闭的气藏。川西南气区仍以背斜圈闭气藏为主，但也有在背斜圈闭以外含气的，如自贡地区的嘉三段，界市场地区的嘉三段和阳三段等。近年来对背斜圈闭以外地区的油气勘探有了突破，自 1981 年以来，在 9 个非背斜地带钻探的 14 口探井，已获得工业气流的有 11 口井，其余 3 口为低产量的天然气井，都不产地层水（表 10－48）。

表 10－48　川西南气区背斜圈闭以外气井情况表

| 气层＼探井＼部位 | 鞍部 | 鼻状 | 背斜最低闭合线处 | 小高点 |
|---|---|---|---|---|
| $T_{c}^{2}$ | 家 32 井 | | | |
| $P_{2}^{2}$ | | 包 4 井 | | |
| $P_{1\,4}^{3}$ | 塔 17 井 | 孔 26 井<br>孔 27 井 | | |
| $P_{1\,2}^{3}$ | | 界 5 井<br>隆 31 井<br>邓 44 井 | 昌 2 井<br>昌 5 井<br>瓦 4 井<br>瓦 5 井 | 鼻 4 井 |
| $P_{1}^{2}$ | 家 30 井 | | | |

川西南气区二叠系的13口探井中，获工业气流的井有10口，成功率为76.9%。10口井完井测试的累计日产气量为174.4万立方米，平均每口井日产气量为17万立方米。其中在界市场—荷包场地区钻探成功率为100%，平均单井日产气量为30万立方米。该区位于华蓥山断裂带的西侧，地面上为一单斜构造，地腹有两组由南往北逆掩的断层，将二叠系切割为三个梯形断块，有利于形成断层圈闭。从钻井资料看，此区内已完钻的8口井中有6口井在下二叠统见有断层，断层带附近裂缝和溶蚀孔洞都发育，储渗条件好，有利于天然气的富集和产出。此带是受断裂控制的油气聚集带，目前正加强勘探以扩大成果。

**一、自流井气田**

自流井气田位于四川省自贡市。它是一个古老的气田，远在我国晋朝太康元年（公元280年）就在自流井地区凿井汲卤、采气、制盐。一千多年来在自流井气田钻了数以万计的盐井和气井（《川盐记要》记载1915年废井即达11800余口）。由上而下开发了自流井群、香溪群、雷口坡组及嘉陵江组等气藏，这些气藏至今虽均已处于低产阶段，但有些老气井仍在继续生产。侏罗系和三叠系老气藏的日产气量仍在10万立方米以上。自流井气田三叠系以上的产气层的累计产气量据推算已超过300亿立方米，其中的嘉三气层就达170多亿立方米。

解放后，对这个老气田又重新作了不少工作。1953年对构造顶部进行了1：5万地质详查，次年进行了1：2.5万地质细测及重力详查；1966年对该构造西部进行了1：5万地震详查，1973年到1975年对构造东部及西部作了1：5万地震详查，1976年又对构造进行了地震复查。通过上述工作，查明了地下构造情况，在构造西部发现了白庙潜伏高点（三叠系、二叠系）；深层震旦系构造的高点向东大大偏移，形成东北潜伏高点。1958年5月，开始在构造顶部钻探二叠系。同年9月自1井于井深2164米钻达阳三$^2$层，经测试日产气量为17.58万立方米，发现了下二叠统（阳新统）气藏。1983年10月在白庙潜伏高点钻自15井，该井在1984年初钻达嘉三段获气，日产气量为7.75万立方米。其后，自10井向上测试嘉四$^1$—嘉三$^2$层获气，日产气1.31万立方米；1985年又在唐家坝高点钻探自16井，测试嘉二段获气，日产气12.33万立方米。嘉三气藏范围不断向外扩大。

从1958年起，至1984年底止，四川石油管理局在该气田共钻井16口，其中钻入三叠系的有4口井、二叠系11口井、震旦系1口（自深1）。总共的16口井中获工业气流的井有7口。钻探最深的井是自深1井，井深达5533.5米，层位为上震旦统灯影组（未穿）。

此外，自解放以来，自贡市盐务局在自流井气田三叠系气层新钻了许多盐井和气井。据不完全统计，1950～1981年该局采自嘉三气藏的累计产气量达26亿立方米左右，如果加上嘉五、雷口坡和香溪等气层的产气量，至少采出了30亿立方米以上的天然气。

自流井气田地面构造呈北东走向，为北缓南陡的单箱状背斜构造，核部出露最老地层为香溪群。除西端黄葛坡断层从端部向顶部推覆逆掩斜切背斜构造外，整个构造比较完整。地腹构造较地表构造大，其轴线在西部为近东西向，东部转为北东东向。地下构造形态为高丘伏背斜，自西向东由白庙（潜伏高点）、唐家坝（潜伏高点）、贡井（潜伏高点）、自流井（主高点）等高点组成（图10－40）。上下构造层之间存在的差异表现在：一是地表陡带到了地下变为潜伏断层，并从两翼切向轴部，使顶部呈地垒状抬起；二是地下高点与断层有关，如贡井潜伏高点就是由一条北西向的逆断层使它与主高点分隔，白庙及唐家坝潜伏高点均是由近于轴向的逆断牵引而形成；三是震旦系构造很小，且高点向北东偏移（表10－49）。

该气田已进行开采的有自流井群、香溪群、雷口坡组、嘉五段、嘉四段、嘉三段和阳新

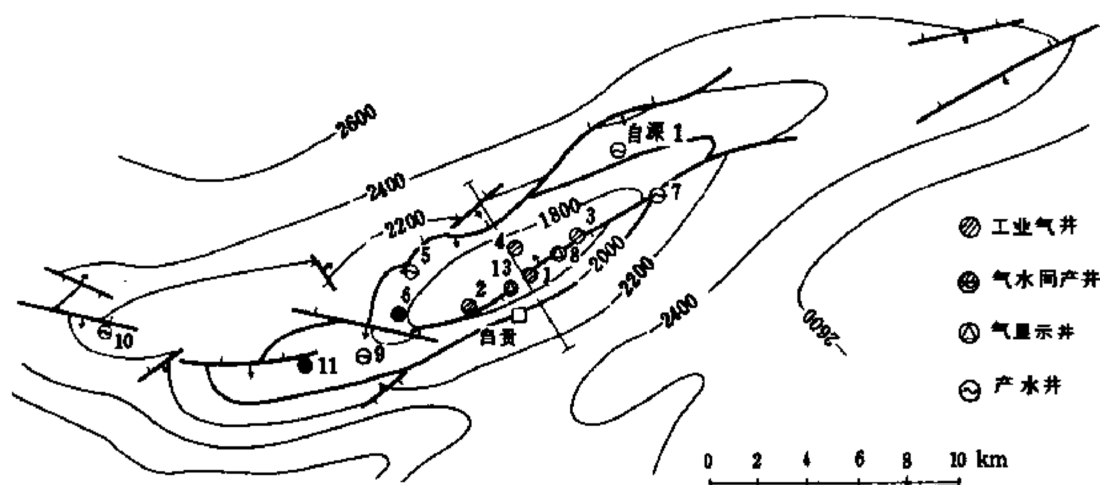



图 10－40 自流井气田下二叠统顶面构造图

**表 10－49 自流井气田构造数据表**

| 制图层 | 轴向 | 闭合面积（$km^2$） | 长轴(km) | 短轴(km) | 闭合度(m) | 两翼倾角 | | 断层条件 | 上下构造符合情况 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | | | 北翼 | 南翼 | | |
| $Jc^2$ 底 | 北东 | 210 | 39 | 7.0 | 596 | 3°～12° | 8°～45° | 4 | |
| $Tc_1^4$ 顶 | 290°～60° | 185 | 36 | 8.0 | 632 | 9°～10° | 10°～17° | 5 | 西端出现白庙和唐家坝高点 |
| $P_1^3$ 顶 | 80°～60°～75° | 225 | 41 | 7.5 | 700 | 5° | 10° | 10 | |
| Z 顶 | 45° | 19 | 9 | 3.0 | 150 | 2°～3° | 3°～8° | 1 | 比阳顶高点向东北偏移6公里 |

统等气层，其中嘉三段和阳新统为主力气藏。下面仅介绍嘉三气藏和阳新统气藏。

*1.* 嘉三气藏($Tc^3$)

储集层为一套较纯的石灰岩，顶部为白云岩，厚度为130～140米。据自5、12井取芯分析，孔隙性储集层主要分布于嘉四[1]层底部，在嘉三段也有一些薄夹层，其岩性为粉晶白云岩，具土状光泽，故称为土状白云岩。孔隙度最高达19.92%，最低为2.5%，平均为6 5%，厚度为8.06米。据自12井岩芯的压汞资料分析得出（表10－50），储集岩属Ⅱ类和Ⅲ类。孔隙类型以晶间孔为主，片状喉道，喉道宽度为0.05～1.2微米。

表10－50 自12井嘉三段岩芯压汞资料表

| 岩芯号 | 岩性 | 孔隙度 (%) | 渗透率 ($10^{-3}\mu m^2$) | $P_{c50}$① (bar) | $W_{50}$② ($\mu m$) | $H_{50}$③ (m) | $P_d$ (bar) | $S_{min}$④ (%) | 储集岩类别 | 压汞最高压力 (bar) |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 4－149 | 泥—细粉晶云岩 | 6.94 | 0.08 | 43.0 | 0.17 | 57 | 15 | 9 6 | Ⅲ | 250 |
| 4－162 | 泥—细粉晶云岩 | 10.52 | 1.78 | 13.5 | 0.56 | 18 | 6 | 7.11 | Ⅱ | 300 |
| 4－168 | 泥—细粉晶云岩 | 15.23 | 1.29 | 10.8 | 0.69 | 14 | 6 | 8.94 | Ⅱ | 300 |
| 4－177 | 泥—细粉晶云岩 | 17.33 | 6.21 | 6.9 | 1.09 | 9 | 3 | 5.40 | Ⅱ | 300 |
| 4－179 | 泥—细粉晶云岩 | 15.20 | 4.95 | 11.3 | 0.66 | 15 | 5 | 12.96 | Ⅱ | 300 |
| 4－186 | 粉晶云岩 | 9.97 | 0.28 | 13.3 | 0.56 | 17 | 5 | 5.91 | Ⅱ | 300 |
| 5－21 | 泥—细粉晶云岩 | 11.05 | 1.92 | 18.0 | 0.41 | 24 | 8 | 6.45 | Ⅱ | 300 |
| 5－160 | 泥—细粉晶云岩 | 12.59 | 0.18 | 19.2 | 0.39 | 25 | 8 | 20.25 | Ⅱ | 300 |
| 5－238 | 泥—细粉晶云岩 | 7.26 | ＜0.01 | 42.0 | 0.18 | 65 | 15 | 5.99 | Ⅲ | 300 |
| 6－156 | 针孔云岩 | 2.08 | ＜0.01 | ／ | ／ | ＞392 | 18 | 50.23 | Ⅲ | 300 |

① $P_{c50}$为中值毛细管压力； ② $W_{50}$为中值喉道宽度； ③ $H_{50}$为中值临界气柱高度； ④ $S_{min}$为最小非汞饱和度。

储集层的裂缝也较发育，据岩芯统计，钻在构造翼部的自5井取出的133米岩芯，平均

裂缝空隙度为0.1%;构造顶部裂缝要比翼部发育，裂缝空隙度可达0.3～0.4%。储集层属裂缝－孔隙型。

据考证，自流井气田嘉三气藏于1835年发现，发现井是燊（音深）海井，初期日产气量为8500立方米，该井目前还在继续生产，日产气量为1000立方米，日产水量为0.5立方米，累计产气量已达1.35亿立方米，是嘉三气藏寿命最长的1口气井（到1984年底已采气149年，该井已作为供人参观的采气井）。据不完全统计，到1944年为止，在自流井背斜顶部和轴部大约10平方公里的范围内钻达嘉三气藏的井有198口，其中获气的井有146口。加上解放后四川石油管理局钻探的4口井（专层井）和自贡市盐务局的井，总井数在200口以上。据自贡市盐务局的资料，许多气井现已停产，目前该局所管辖的生产井（自流井气田嘉三气藏）还有36口，合计的日产气量约在12万立方米左右，气井的平均日产气量为3300立方米。现有主要生产气井的分布情况见图10－41所示。

嘉三气藏的原始地层压力、含气面积、储量等参数都未取得。1983年在气藏东翼所钻的自12井产地层水，产水层海拔为－1292米，若以此作为原始气水界面，也低于背斜的最低闭合等高线的海拔（－1250米），即含气面积和气藏高度均大于背斜的圈闭面积(185平方公里）和闭合度（632米）。实际上，自12井是在气藏开采了一百多年以后才钻探的，地层压力的降低必然引起地层水的上升。因此，自12井产水层的海拔还不能代表原始气水界面的海拔。据研究，嘉三段在自流井气田的含气面积与兴隆场和孔滩气田的含气面积可能连为一片，原始气水界面海拔在－1310米附近。

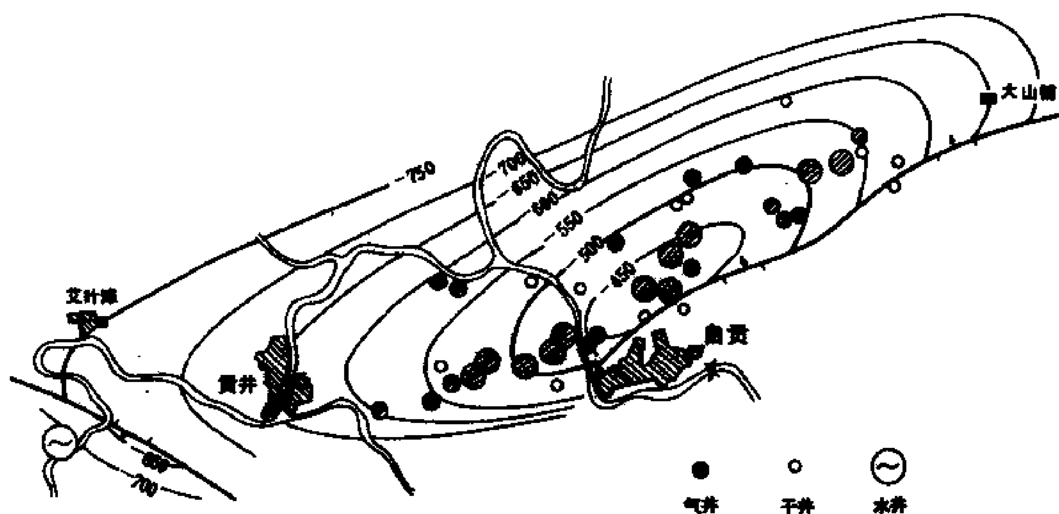



图10－41 自流井气田嘉三气藏目前生产井分布图

嘉三气藏含气的范围虽然很大，但是高产气井分布的地区则比较局限。据对气井的分布和井间连通情况的对比表明，含气范围内主要有两个高产区（图10－42)。高产的原因是储集层的裂缝较发育，故也称为集缝发育区。分布在背斜高点的高产区称为大安裂缝区，宽0.5～0.8公里，长4公里，成一长条形沿轴线方向延伸。区内日产气量大于3000立方米的气井占该区总钻井数的60%以上。郭家坳高产区是另一个集缝发育区，它沿集层分布，长约3.7公里，宽0.2～0.4公里，区内日产气

量大于 3000 立方米的气井占该区总井数的 74%，井间连通较好，连通方向与断层线基本一致。此外，在背斜西段目前还发现了两个范围较小的裂缝区。

在裂缝发育区内，储集层的不均质性也很明显。例如高产井的旁边出现干井，有的气井与数公里以外的气井连通良好，而与近在咫尺的气井则无明显的连通。有的气井在同一储集层中有几个裂缝性的产气层段，虽然相距较近，但生产中相互连通却很差。例如诚龙井是 1905 年完成于嘉三段的 1 口气井，产气层在嘉三段的上部，初期日产气量为 3 万多立方米，生产了 23 年之后，产气量已很低，1928 年往下加深钻了 74 米，在嘉三段的下部钻遇裂缝发育段，日产气量增加到 7000 多立方米，又生产了 50 年，日产气量又降到 2000 立方米，于是进行第二次加深钻探，仅加深了 3 米即钻遇新的裂缝发育段，产气量又增加到每日2 万多立方米。这种现象古人谓之“加深添火”，“火”指的是天然气，即“加深添气”之意。这种办法是该气田老井挖潜的一项重要措施。

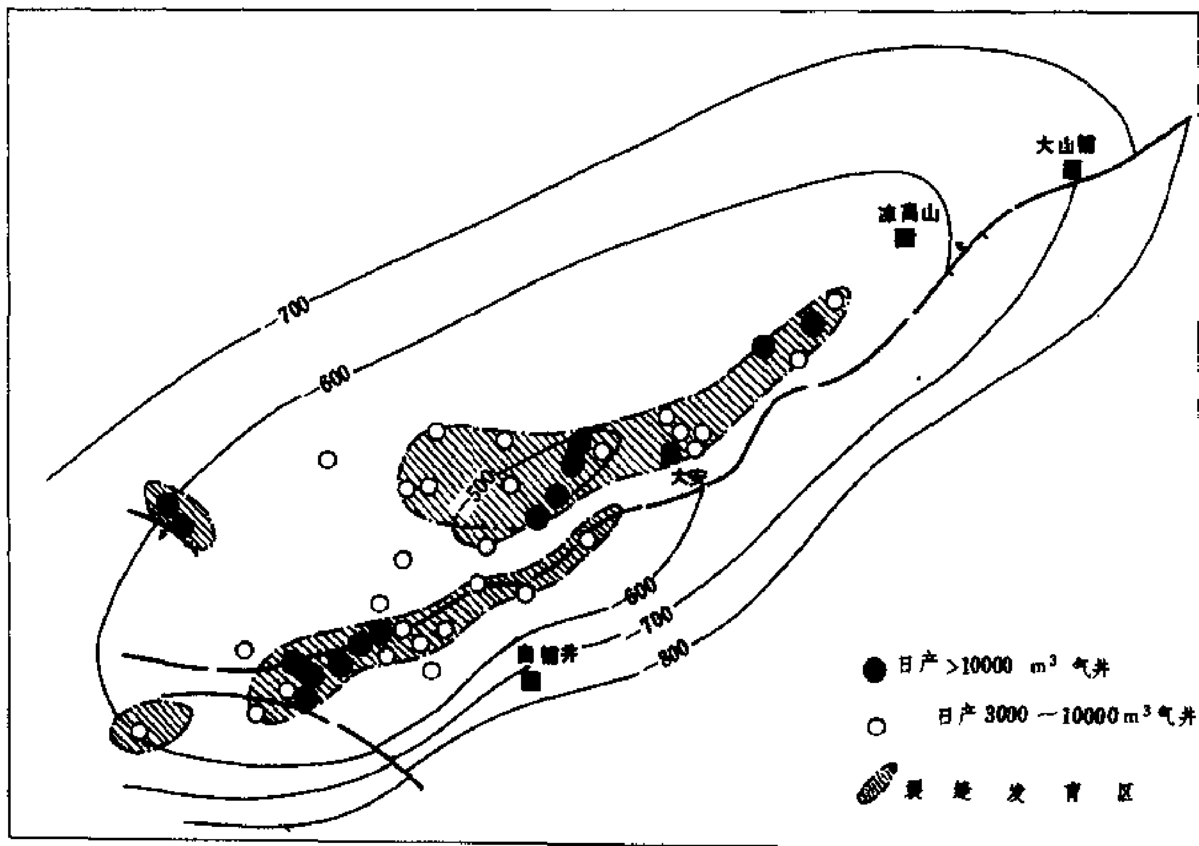



图 10－42 自流井气田嘉三气藏裂缝发育区分布图

含气范围内除裂缝发育区之外，还有一些裂缝相对发育得较差的地区，其钻井成功率较差；另外有一些则是探井很少或尚未钻探的地区。

嘉三气藏的采气量没有系统资料记载，1954 年和 1965 年四川石油管理局曾两次组织过

自流井气田开发地质的专题研究队。根据可以查到的146口气井估算，从1850年到1964年的114年间，自流井气田累计产气160亿立方米。1965～1966年，自贡市盐务局也组织过调查组专门调查自流井气田的产气量情况，可惜因“文化大革命”的耽误而未能完成。从当时初步调查看，产气量160亿立方米是一个偏小的数字。另据自贡市盐务局资料，从1965到1980年又从嘉三气藏采气9.6亿立方米（平均年产气0.64亿立方米）。因此，若计算到1984年底，自流井气田的总产气量已超过170亿立方米。1982年和1984年四川石油管理局地质勘探开发研究院和川西南矿区研究所各自计算了自流井气田嘉三气藏的剩余地质储量，分别为29亿立方米和23亿立方米，若以目前年的采气量（0.5亿立方米）计算，还可采20多年。所计算的剩余地质储量只限于含气区内预测的裂缝发育带（即高渗透带），若考虑中、低渗透带，则剩余储量还要多得多，开采的时间可能还要延长。

剩余地质储量还可分为易采储量和难采储量两个级别，其比约为1∶10。前者储集于裂缝和大孔隙中，可用常规的勘探、开发方法采气；后者储集于小孔隙和微孔隙中，渗透性低，只有在气藏开采后期地层压力大大降低了的条件下，气体才能缓慢地流出来，故把这部分气称为非常规开采气，或称为“尾气”。从自流井气田1000多年的开采实践中，人们创造出了一套“非常规”的钻采方法（如钝钻打开气层，逐段加深，排水采气和抽汲采气等），可以把这部分气采出来。

嘉三气藏天然气的成分：甲烷含量为96.8%，重烃含量为1.07%，硫化氢含量甚微；天然气密度为0.571千克/立方米。地层水为$CaCl_2$水型，矿化度为91.9克/升，$Cl^-$含量为55532毫克/升。

*2. 阳新统气藏*（$P_1^{3\sim2}$）

产气层为阳三²层与阳二¹层，厚度分别为122～153.5米及93～116米；两层之间，虽为阳三¹的泥质灰岩所分隔，但仍连通为一个储集单元。阳三²层岩性为深灰褐色亮晶虫藻灰岩及黑灰色泥晶绿藻灰岩夹白云岩化豹斑灰岩。阳二¹层岩性为灰褐色石灰岩夹次生针孔白云岩和白云岩化灰岩。两个产气层的缝洞都发育，且规模大。如自9井在阳三²层的钻进中就有3个井段发生钻具放空现象，放空井段累计为1.1米。自2井于阳二¹层放空4.45米（未到底），随后漏失泥浆100立方米，井发生强烈井喷，测试日产气量在一百万立方米以上。储集类型为裂缝－溶洞型。岩芯分析，孔隙度为1.41%，渗透率多小于$0.01\times10^{-3}$平方微米。

阳新统气藏共有完钻井10口，其中获气井5口，产水井4口，工程报废井1口，气井成功率为50%。气井均分布在背斜高点上，是一个受背斜圈闭控制的气藏，但其天然气的充满程度根低，以闭合高度计，高充满度仅为13.3%，以圈闭面积计，面充满度为35.7%。与嘉三气藏的充满程度完全不能相比。

气藏的原始地层压力为241.7巴，压力系数为1.15。气藏从1960年5月投入开采，至1984年底，累计产气47.27亿立方米，累计产水4.5万立方米。1984年12月的日产气量在10万立方米左右，地层压力已降至20巴左右。

阳新统气藏纵向上相互连通，横向上各井也相互连通，为统一的裂缝系统。主要根据是：

1)后期钻开的井有先期压降，即低于原始地层压力（表10－51）。钻开的时间愈晚，压力降落越多；同时阳三和阳二两个气层的地层压力都有降低，说明二者互相连通，但阳二降低的程度比阳三同期的要小些。

表 10－51　自流井气田阳新统气藏各井地层压力数据表

| 井号 | 层　　位 | 测 压 日 期 | 地 层 压 力 (bar) |
|---|---|---|---|
| 1 | $P_1{}^3{}_2$ | 1960.1. | 241.7 |
| 3 | $P_1{}^2{}_1$～$P_1{}^3{}_2$ | 1961.9. | 175.7 |
|  | $P_1{}^2{}_1$ | 1964.10. | 117.2 |
|  | $P_1{}^2{}_2$～$P_1{}^3{}_2$ | 1967.1. | 117.2 |
| 4 | $P_1{}^2$ | 1963.12. | 184.0 |
| 5 | $P_1{}^3{}_2$ | 1967.3. | 105.2① |
| 6 | $P_1{}^2{}_1$ | 1962.12. | 190.2① |
|  | $P_1{}^3{}_2$ | 1963.4. | 128.9 |
| 7 | $P_1{}^2{}_2$ | 1963.9. | 190.2① |

① 按静液面折算求得的地层压力。

2)观察井的地层压力随生产井的地层压力降低而降低。自 2、1 井分别于 1960 年 5 月和 6 月投产；同期长期关井观察的自 3、4、6井，其关井压力均有不同程度的降落。如自3井在 1962 年 1 月 16 日到 1962 年 8 月 27 日，关井的井口压力由 134.8 巴降至 126.5 巴(产层为阳二和阳三)；1964 年 10 月 2 日到 1964 年 12 月 30 日，关井压力由 98.79 巴降为97.73 巴(产层为阳二)；1969 年 1 月 13 日到 1969 年 12 月 25 日,关井压力由 86.58 巴降为 81.99 巴(产层为阳三)。自 4 井 1963 年 12 月 30 日到 1964 年 12 月 30 日，关井压力由 157.53 巴降为 149.65 巴(产层为阳二)。自 6 井 1963 年 7 月 19 日到 1963 年 11 月12 日，关井压力由 104.29 巴降为 97.52 巴(产层为阳三)。

阳新统气藏有边水存在，根据各井测试结果(表 10－52)，气水界面在 －1900 米附近。在含气范围以外所钻的自 5、9、10 井均产地层水；位于气水界面附近的自 6、7 井气水同产，生产中边水活动逐渐加强。如自 6 井于 1963 年 6 月投产，在套压为 85 巴时的日产气量为 5.9 万立方米，日产水量为 4～ 5 立方米；至 1964 年初，套压为 85 巴，日产气量

表 10－52　自流井气田阳新统气藏的气水层分布表

| 层位 | 井号 | 测试日期 | 测试井段 (m) | | 产流体类型 |
|---|---|---|---|---|---|
| | | | 井深 | 产层中部海拔 | |
| 阳三 ($P_1^3$) | 1 | 1959.9. | 2101.7～2164.1 | －1725.7 | 气 |
| | 6 | 1963.2. | 2181.0～2234.0 | －1837.0 | 气、水 |
| | 7 | 1963.5. | 2405.0～2471.0 | －2138.0 | 水 |
| | | 1963.12. | 2210.0～2239.0 | －1893.0 | 气 |
| | 5 | 1963.7. | 2285.3～2383.7 | －2086.0 | 水 |
| 阳二 ($P_1^2$) | 2 | 1960.4. | 2265.0 | －1650.8 | 气 |
| | 3 | 1964.1. | 2394.0～2467.8 | －1688.0 | 气 |
| | 4 | 1963.1. | 2254.0～2262.5 | －1959.5 | 气 |
| | 6 | 1962.9. | 2510.0～2520.0 | －2112.2 | 水 |
| | 7 | 1963.2 | 2560.0～2655.0 | －2233.0 | 水 |

为 5.2 万立方米，日产水量增至 9 立方米；1964 年底，套压从 80 巴降到 76 巴，日产气量减少到 2.4～2.7 万立方米，日产水量却增至 25 立方米；1965 年 10 月，套压仍为 76 巴时，日产气量为 0.7～0.8 万立方米，日产水量为 17～18 立方米。由于产气量小，地层水不能全部带出，井下积液迅速增加，于 1965 年 10 月 14 日该井被水淹而停产。70 年代初期和 1982 年以后,先后两次恢复生产，在日产气几百至 1000 多立方米的条件下(供生活用气)，不产地层水。自 6 井累计产气 1891.2 万立方米，累计产水 7876 立方米。

阳新统气藏共有 4 口气井，在生产后期受到地层水的影响。最早见地层水的是自3 井，该井于 1966 年 12 月投产，日产气量为 6 万立方米，套压为 54 巴；1970 年 2 月开始产地层水，但水量很少。

自 2 井是气藏的主力气井，1960 年 5 月 16 日投产，日产气量达 200 多万立方米，其后产气量逐渐降低，无水采气期达 21 年，到了 1982 年 8 月出地层水。由于水的影响，地层压力和产气量都大幅度下降，为了维持正常生产，采取泡沫排水的措施，使日产气量由 9 万立方米增至 10.2 万立方米。1983 年由于油管堵塞，气产量又开始下降，采取射孔解堵和泡沫排水措施后,恢复采气；1984 年在日产水44～50 立方米时，日产气量为10 万立方米左右。总的来看，地层水的活动在加强，边水已进入气藏内部。

自2井已生产了24年，至1984年底，累计产气42.22亿立方米，占全气藏已采气量的89.3%。它的开采特点(可以代表全气藏)，可分为4个开采阶段:

1)高产阶段(1960年4月16日 ~ 1961年8月31日)。开采初期日产气量为165 ~ 167万立方米，此后由于井底渗滤条件得到改善，日产气量增至200 ~ 210万立方米，此阶段累计产气10.7亿立方米。

2)快速递减阶段(1961年9月1日~ 1963年12月31日)。地层压力和日产气量均大幅度递减，油压为94.1 ~ 82.32巴，套压为83.3 ~ 73.5巴，产气量由1961年7月的日产182.5万立方米降至1963年元月的日产95.7万立方米，平均每月递减4.8万立方米，此阶段累计产气10.6亿立方米。

3)递减阶段(1964年1月1日~ 1969年12月31日)。日产气量由95万立方米降到34万立方米，地层压力降到69.88巴，天然气产量平均每月递减0.8 ~ 0.9万立方米，此阶段累计产气12.9亿立方米。

4)低产稳产阶段(1970年1月1日~ 1984年底，未完)。日产气量已由34万立方米降到10.3万立方米，地层压力降到33巴左右，此阶段累计产气13亿立方米(1982年8月曾大量出地层水，由于采用泡沫排水助喷，才恢复了正常生产)。

天然气组分:甲烷含量为96.12 ~ 97.76%，含少量重烃，硫化氢含量为1.18 ~ 1.79%，二氧化碳含量为0.01 ~ 0.02%；天然气密度为0.575千克/立方米左右，临界温度为192.5开，临界压力为46.55巴。地层水(自5井)为$CaCl_2$水型，$Cl^-$含量为40417毫克/升，矿化度为68.85克/升。

**二、圣灯山气田**

圣灯山气田位于隆昌县境内。1938年发现地面构造，1950年进行1:1万地质填图，1955年作重磁力详查，1963年作1:2.5万地质细测，1972年进行地震详查。1943年5月1日开始钻探隆2井，于1944年7月钻至嘉陵江组第二段的上部(嘉二$^3$)完钻，井深为928.29米。同年12月对嘉三段测试见工业气流，从而发现了圣灯山气田。1953年以后开始进行正规的勘探和开发。至1984年底，完钻的井共28口，其中最深的井是隆10井，井深达2518.36米，完钻层位在志留系的上部；获工业气流的井有6口，探井成功率为21.4%，发现了嘉三和阳三2个气藏。钻探最早的隆2井于1945年投产，至1984年底，全气田累计产气4.88亿立方米。目前只有带水生产气井1口(隆10井)，平均日产气量只有0.1万立方米。

圣灯山气田为一短轴背斜，核部出露地层为三叠系香溪群，地腹构造与地面构造基本吻合，但幅度减弱(表10-53)；其次是断层较多，以平行轴线的切向顶部的逆断层为主。嘉陵江组构造有20条断层，其中有的延伸至地面，对圈闭的保存不利。

*1.嘉三气藏($Tc^3$)*

包括嘉四$^1$亚段，厚度为120 ~ 130米，由连续沉积的石灰岩和白云岩组成。白云岩分布在上部和底部，并向上、下分别变为嘉四$^2$和嘉二$^3$亚段的硬石膏层(为气藏的盖层和底层)，纵向上构成一个完整的海进—海退旋回。嘉三段储集层下部($Tc_1^3$—$Tc_2^3$)为海进段，由灰色和深灰色泥晶灰岩组成，泥质含量较重，生油条件好，所夹的透镜状白云岩和较屑灰岩薄层，具有一定的储集条件；其上部($Tc^3_3$—$Tc^4_1$)为海退段，粗结构和富含白云质的岩类较集中，孔、缝都发育，是主要的产气层段，属裂缝-孔隙类型。

储渗较好层段在平面上沿轴线分布，钻在背斜高点、轴部和断层带附近的井，产能高。

如隆9井日产水量达161立方米；隆2井日产水量为330立方米，日产气量为3.6万立方米。而在翼部和非断裂带附近的井则多为干井（图10－43）。

**表10－53 圣灯山气田构造数据[①]表**

| 制图层 | 闭合面积（$km^2$） | 闭合度（m） | 闭合线海拔高程（m） | 长轴（km） | 短轴（km） |
|---|---|---|---|---|---|
| $Jt^2$底 | 50.0 | 746 |  | 14.0 | 3.9 |
| Tc顶 | 22.3 | 300 | －300 | 9.5 | 2.5 |
| $Tc^1$顶 | 19.5 | 240 | －760 | 9.5 | 2.5 |
| $P_2$顶 | 16.5 | 260 | －1340 | 9.3 | 2.0 |
| $P_1^3$顶 | 15.7 | 210 | －1540 | 8.8 | 2.0 |
| $O_2$顶 | 10.3 | 120 | －2930 | 7.6 | 1.5 |

① 据1983年地震详查资料。

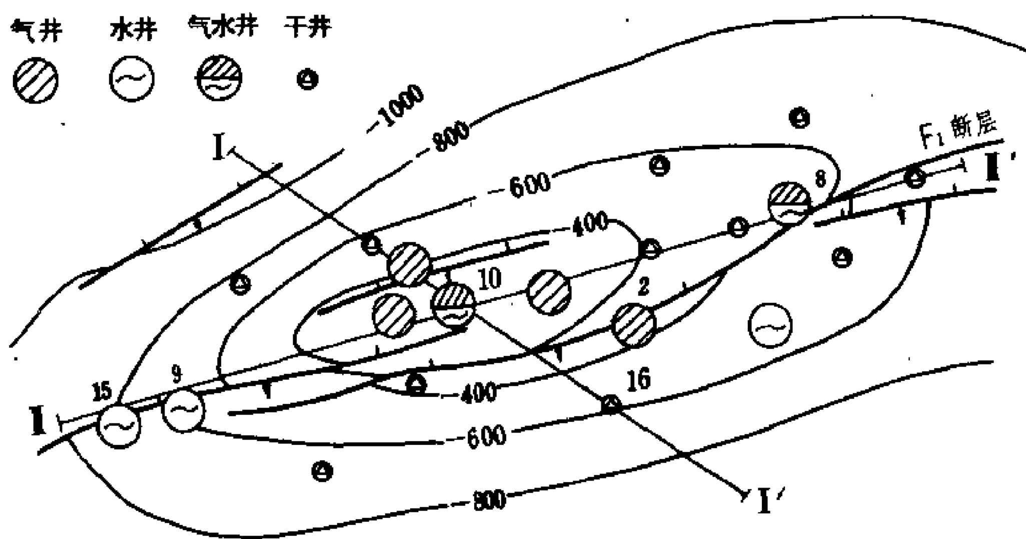



图10－43 圣灯山气田嘉三气藏气井分布图

嘉三气藏属背斜圈闭类型。原始气水界面海拔为－415米（图10－44）。原始地层压力

为82.27巴，压力系数为1.56。气藏为单一的储渗系统，各井间连通现象明显，表现在最先投产的隆2井的地层压力比后投产井的地层压力高，而后钻开的井（隆27井）发生井喷时，引起已投产的隆1井和隆23井压力下降；另外4口气井先后被水淹而停产，也说明气藏在整体上与边水连通条件较好。嘉三气藏已生产了近40年，累计产气3.95亿立方米。

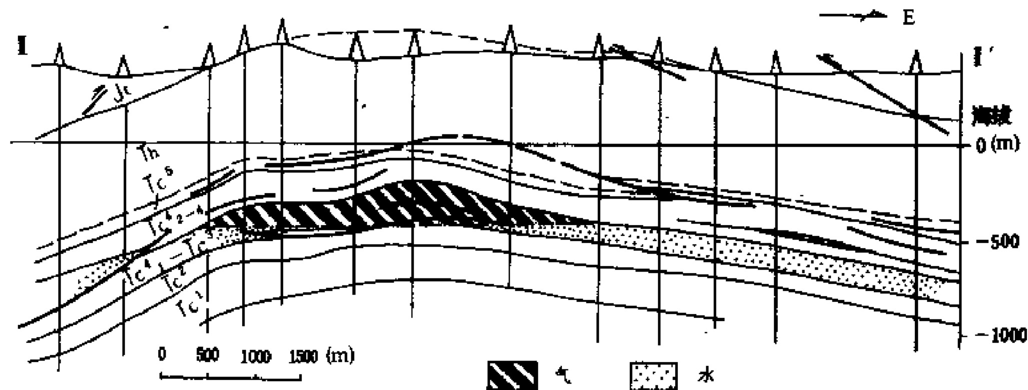



图10－44 圣灯山气田纵剖面图

（剖面位置见图10－43）

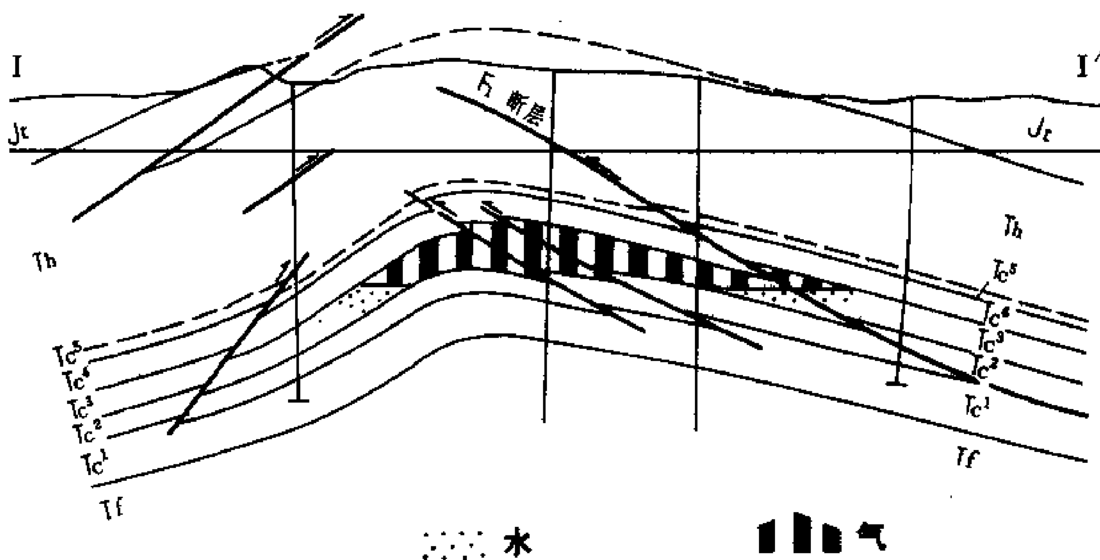



图10－45 圣灯山气田横剖面图

（剖面位置见图10－43）

嘉三气藏的充满度很低，以含气面积计，气藏面充满度为12.4%；以气藏高度计，气藏高充满度为36.7%。原因是断层切割使面闭受到一定程度的破坏，由图10－45可见，$F_1$主断层切开了背斜的较高部位，它是一条走向断层，断面倾向南东，倾角为20°～40°。嘉

三段断距为 65 ~ 100 米，切过气藏的最高海拔为 -420 米，与原始气水界面海拔接近，说明气藏沿断层溢出点有散失现象。断裂带也是边水侵入气藏的主要通道。因为气藏充满程度低，水体占据了背斜顶部高渗透区的边缘，开采中地层水相当活跃。

嘉三气藏已开采了近 40 年，就气藏的开采情况而言，可分为 7 个阶段（表 10-54），从中可以看出有一半以上的采气量是在地层压力降到了30多巴以后才采出的；而开采前期（1955 年以前）由于井身质量差，消耗了地层能量。开采的实践还说明，水的弹性能量是有限的，排水采气可提高气井产能，如果能坚持实施此措施，采收率还可提高。

**表 10-54　圣灯山气田嘉三气藏生产阶段划分表**

| 阶　段 | 日　期 | 时　间 | 日产气量 ($10^4m^3/d$) | 阶段采气量 ($10^4m^3$) | 单位压降采气量 ($10^4m^3/bar$) | 地层压力 (bar) | 生产井数及井号 | 备　注 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 1.大窜失，间断采气 | 1945.4.~1947.12. | 2年8月 | 0.5 ~ 1.7 | 1495.4 | 100.5 | 81.85 ↓ 66.97 | 1口（隆2井） | 隆2井大段裸眼生产、有窜漏 |
| 2.大量采水，少量采气 | 1948.1.~1950.8. | 2年8月 | 2.4 ~ 3.0 | 2314.7 | 503.9 | ↓ 62.32 | 1口（隆2井） | 日排水 250 ~ 360 吨 |
| 3.少量采气 | 1950.9.~1954.2. | 3年5月 | 0.5 ~ 2.1 | 1927.7 | 838.1 | ↓ 60.00 | 1口（隆2井） | 停排水,气产量减小 |
| 4.间断排水采气 | 1954.3.~1958.5. | 4年2月 | 2.0 ~ 6.0 | 4955.8 | 768.5 | ↓ 53.45 | 3口（隆1、2、23井） | |
| 5.高产量采气 | 1958.6.~1960.10. | 2年4月 | 10.0 ~ 19.0 | 12343.1 | 475.9 | ↓ 27.95 | 4口（隆1、2、23、27井） | 隆1、23井于1960年3月水淹 |
| 6.稳产采气 | 1960.11.~1966.12. | 6年2月 | 7.0 | 12423.6 | 1183.3 | ↓ 17.00 | 2口（隆2、27井） | |
| 7.低压低产 | 1967.1.~1984. | 18年 | 1.2 ~ 1.0 | 4029.5 | 1151.3 | ↓ 13.00 | 1口（隆27井） | 隆2井1969年2月水淹 |
| 合　计 | 1945 ~ 1984 | 39年 | | 39489.6 | | 81.85 ↓ 13.00 | | |

2) 阳三气藏($P_1^3$)

属于断层圈闭类型(图10－46)。形成断层封闭的条件是由于断层上盘的茅口组($P_1^3$)碳酸盐岩储集层与断层下盘的龙潭组($P_2^1$)泥质岩层接触，断距为150米，断点海拔为-1600米。经测试断层上盘气水同产，断层下盘产水，水层压力为202.6巴；断层上下盘的地层压力、地层水性质十分相近，应属统一的水动力系统，是一个受底水衬托的块状气藏。

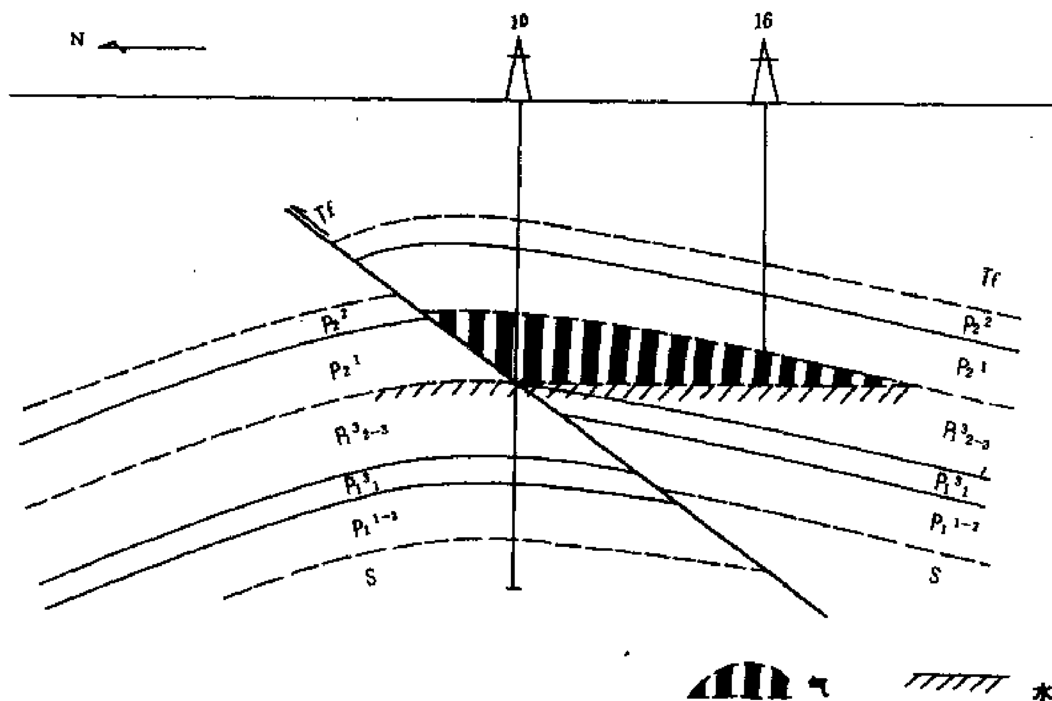



图10－46 圣灯山气田阳三气藏横剖面图
(剖面位置见图10－43)

以阳新统为目的层完钻的井有5口，其中获气的井只有1口(隆10井)。该井的原始气层压力为200.84巴，压力系数为1.0，至1984年底，累计产气0.93亿立方米。目前只能间歇带水生产，日产气约0.1万立方米。

嘉三和阳三2个气藏的流体成分有着明显的区别。嘉三气藏的天然气，硫化氢含量很高，达17～22克/立方米，甲烷含量为94.7～95.3%，重烃含量为1.4～1.7%；天然气密度为0.575～0.583千克/立方米。而阳三气藏的天然气，硫化氢含量极微，为0.2～0.4克/立方米，甲烷含量为97.5～97.9%，重烃含量为0.7～0.9%；天然气密度为0.567～0.572千克/立方米。嘉三气藏地层水中的$Cl^-$含量为43186毫克/升，矿化度为78.2克/升，属$CaCl_2$水型；阳三气藏地层水中的$Cl^-$含量为43114毫克/升，矿化度为76.55克/升，也属$CaCl_2$水型。

### 三、黄家场气田

黄家场气田又称工农场气田，位于四川省隆昌县的黄家场与富顺县牛佛渡之间。1956年进行1∶20万地质普查，次年进行1∶5万地质详查，1961年又进行1∶2.5万地质细测。1970年和1977年曾作过地震详查。1958年9月开始钻探家1井，于同年12月发现了嘉三气藏。至1984年底，完钻的井共29口（完钻于三叠系13口、二叠系16口），其中获工业气流的井有15口，钻探成功率为51.7%。钻探最深的井是家3井，井深达2801米，层位是阳一段（$P_1^1$）。获嘉三和阳三2个气藏，至1984年底，全气田累计产气36.17亿立方米，1984年的产气量为1.84亿立方米。

黄家场气田构造为一短轴背斜，轴向近东西，南陡北缓，东窄西宽。各层（奥陶系顶—中、下三叠统侵蚀面）的构造图的轴线均在家16井分叉，向西偏北和向西偏南延伸形成两个构造鼻（图10－47）；有3组断层，以东西向断层为主，向上均消失于香溪群（图10－48）。上下构造基本吻合，但地腹构造变小，断层增多（表10－55）。

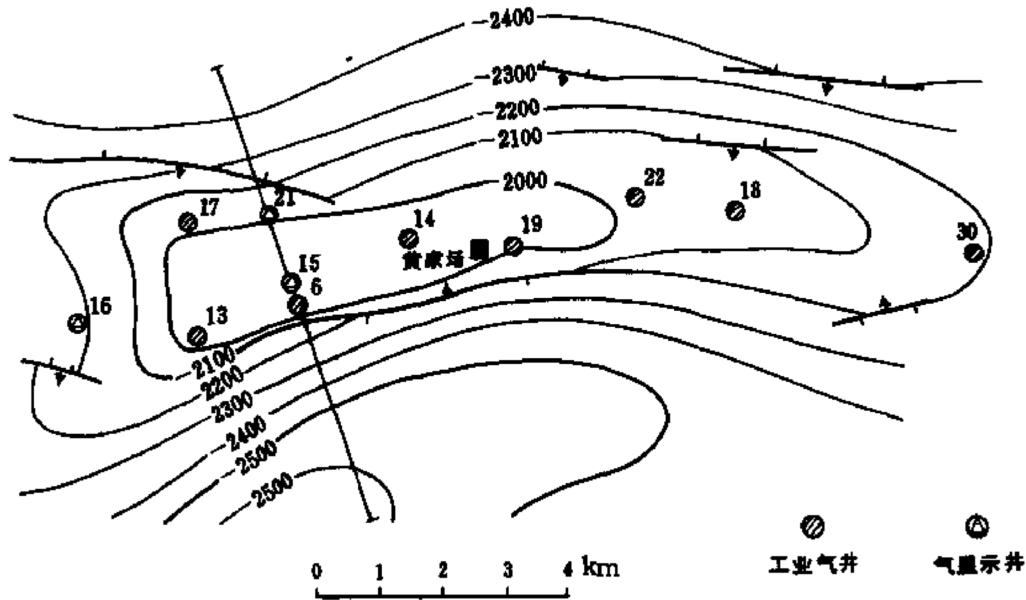



图10－47　黄家场气田下二叠统顶面构造图

*1*. 嘉三气藏（$Tc^3$）

气层为嘉四$^1$—嘉三段，厚度为130～140米。嘉四$^1$层是主要的产气层段，厚度一般为20～30米，顶部的2～12米为膏质白云岩，中部为泥晶和粉晶白云岩，底部3～4米为土状粉晶白云岩、溶孔鲕粒白云岩和鲕粒白云岩。靠底部的层段溶孔发育，常见晶间孔、晶间溶孔和粒间溶孔，横向分布较稳定，是主要的产气的层段。嘉三段的厚度一般为100～110米，主要为石灰岩，并夹有白云岩、灰质白云岩和白云质灰岩薄层。白云岩的单

层厚度为0.5～3米不等，横向分布不太稳定，孔隙度为2～4%，渗透率一般小于0.1×$10^{-3}$平方微米。孔隙以晶间孔为主，次为晶间溶孔和粒间溶孔，孔隙结构为细孔小喉型或微孔微喉型，属Ⅲ类储集岩，有一定的储集能力，在裂缝的配合下能形成工业性储产能力。由于裂缝分布不均，气井产能相差很大，总的来看，嘉三气藏高产区范围小，其中还有干井出现。

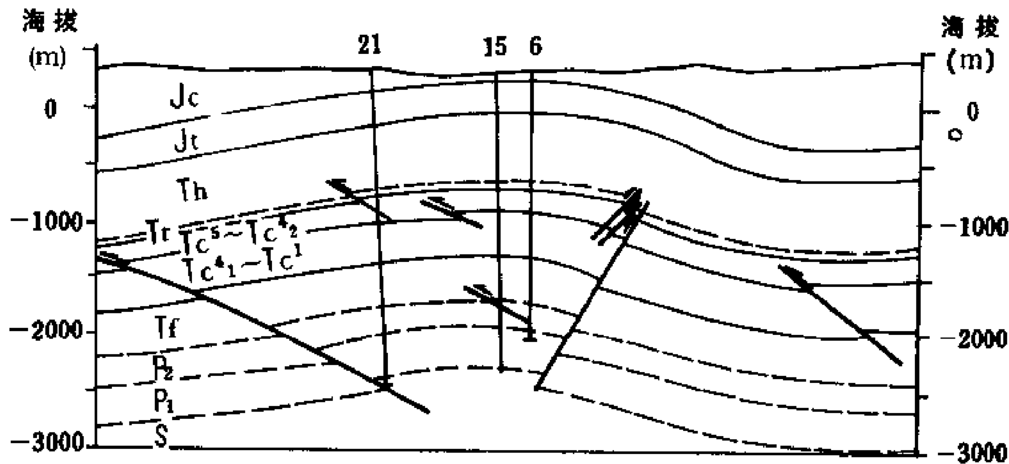



图 10－48 黄家场气田构造横剖面

（剖面位置见图10－47）

**表 10－55 黄家场气田构造数据表**

| 制图层 | 轴 向 | 闭合面积 ($km^2$) | 长 轴 (km) | 短 轴 (km) | 闭合度 (m) | 两翼倾角 | | 断层条数 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | | | 北 翼 | 南 翼 | |
| $Jc^2$底 | 120°～170° | 111 | 24.5 | 5.3 | 440 | 3°～9° | 4°～35° | 1 |
| $Tc^4$顶 | 65°～80°～100° | 40 | 40.0 | 3.0 | 305 | 7° | 16° | 9 |
| $P_1^3$顶 | 65°～80°～100° | 32 | 32.0 | 2.5 | 250 | 7° | 13° | 10 |

至1984年底，嘉三专层完钻井共14口，另外还有上试井1口，合计15口井，其中获工业气流的井有6口，气井成功率为40%；此外还获得低产气井（日产气量小于1万立方米，大于3000立方米）3口（表10－56）。上述6口气井都相互连通，为一个统一的裂缝系统（家2井系统），但以构造顶部井（家2、10、12井）连通较好，构造边部则较差。在西端的家11井产少量地层水，嘉三气藏的气水界面海拔为－1186米，

**表10－56 黄家场气田气井特征对比表**

| 气藏 | 井号 | 层位 | 地层压力 (bar) | 产层中部井深 (m) | 压力系数 (m) | 日产量 | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | | | 气 ($10^4m^3$) | 水 ($m^3$) |
| 嘉三 | 1 | $Tc^4_1-Tc^3$ | | | | 0.46 | |
| | 2 | $Tc^4_1-Tc^3$ | 163.7 | | | 24.94 | |
| | 7 | $Tc^4_1-Tc^3$ | 164.5 | 1344 | 1.20 | 0.77 | |
| | 8 | $Tc^4_1-Tc^3$ | 164.3 | 1366 | 1.20 | 14.45 | |
| | 9 | $Tc^4_1-Tc^3$ | 169.7 | 1321 | 1.20 | 1.45 | |
| | 10 | $Tc^4_1-Tc^3$ | 164.6 | 1341 | 1.20 | 16.80 | |
| | 25 | $Tc^3$ | | | | 2.70 | |
| | 12 | $Tc^3$ | 163.2 | 1522 | 1.07 | 1.79 | |
| | 16 | $Tc^3$ | | 1390 | 1.17 | 0.51 | |
| | 11 | $Tc^4_1-Tc^3_3$ | | 1602 | | | 少量 |
| 阳新 | 5 | $P_1{}^2{}_1$ | 272.5 | 2630 | 1.07 | 5.83 | |
| | 6 | $P_1{}^3{}_2C$ | 268.3 | 2430 | | 34.65 | |
| | 13 | $P_1{}^3{}_2$ | 209.3 | 2320 | 1.15 | 65.57 | |
| | 14 | $P_1{}^2{}_1B$ | 261.6 | 2581 | 1.03 | 7.30 | |
| | 17 | $P_1{}^3{}_2A$ | 176.1 | 2357 | 1.13 | 45.16 | |
| | 19 | $P_1{}^3{}_2B-C$ | 178.3 | 2477 | 1.08 | 55.55 | |
| | 22 | $P_1{}^3{}_2$ | 143.2 | 2470 | 1.08 | 25.93 | |
| | 24 | $P_1{}^3{}_1A$ | | 2390 | | 2.10 | |
| | 28 | $P_1{}^3{}_1A$ | | 2725 | | 2.30 | |
| | 30 | $P_1{}^2{}_2$ | 270.7 | 2816 | 0.95 | 8.07 | |
| | 16 | $P_1{}^3{}_2C$ | | 2630 | | | 累产 146 |
| | 3 | $P_1{}^3{}_2B$ | | 2784 | | | 18 |

气藏中部压力为165巴。

嘉三气藏天然气组分：甲烷含量为97%，重烃含量为1.198%，硫化氢含量极微；天然气密度为0.567千克／立方米。地层水（家11井）$Cl^-$含量为47087毫克／升，矿化度为80.85克／升，属$CaCl_2$水型。

1965年3月家1井开始投产，全气藏投产气井最多时有8口，最高日产气量为28万立方米。目前有生产气井5口，日产气量合计为9.8万立方米。至1984年底，嘉三气藏累计产气10.29亿立方米，1984年的产气量为3364.0万立方米。在气藏开采中，地层水不活跃，除构造西端的家11井测试产少量地层水外，生产中还未出水。如距家11井以东15公里左

右的家8井已累计产气4219.6万立方米，地层压力由163.23巴降到119.75巴仍未见水的影响。家2井是气藏的主力气井，历年累计产气76741.7万立方米，占该气藏总采气量的75%，1973年以后开采进入递减期，其开采情况可分3个阶段(表10－57)。

表10－57 黄家场气田嘉三气藏生产阶段划分表

| 阶段 | 时间 | 投产井数 | 阶段生产情况 | | | 累积采气 ($10^4m^3$) |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | 顶部产气 ($10^4m^3$) / 边部产气 ($10^4m^3$) | 平均日产气 ($10^4m^3$) | 顶部地层压力 (bar)(绝) / 边部地层压力 (bar)(绝) | |
| 上升 | 1965.3～1969.9 | 6 | 7697.5 | 14.2 | 163.67↘146.03 | 10964.4 |
| | | | 3266.9 | | 164.41↘152.88 | |
| 稳产 | 1969.10～1973.2 | 7 | 27469.0 | 28.2 | 146.03↘99.47 | 44796.0 |
| | | | 6362.6 | | 152.88↘126.22 | |
| 递减 | 1973.3～1984.12 | 5 | 43455.8 | 9.8 | 99.47↘38.66 | 10293.5 |
| | | | 14651.7 | | 126.22↘110.59 | |

2.阳新统气藏($P_1^{3-2}$)

有栖霞组和茅口组两个储产层段。茅口组主要产气层为阳三²，岩性上部为亮晶红藻灰岩，下部以泥晶绿藻灰岩为主，局部见豹皮云质灰岩，厚度为113～124米。岩芯孔隙度平均为1%，渗透率最高为$0.01\times10^{-3}$平方微米(家6井)。产层物性的好坏主要受岩溶及裂缝发育程度的控制，高产气井(家6、17、19等井)多分布于断层附近。位于构造顶部的家6井阳三²C岩芯中裂缝较发育，使岩芯破碎成薄饼状，裂缝最宽处可达1厘米左右，缝中有方解石半充填。在钻进过程中常发生井漏、放空、钻时加快和井喷等现象。栖霞组主要储产层段是阳二²下部到阳二¹A层，厚度为48～67米。阳二²下部夹有浅灰褐色针孔状白云化灰岩，细一中晶结构，针孔发育；阳二¹A层夹有灰白一深灰褐色灰质白云岩，也见针孔。

1961年6月在构造顶部开钻家6井，1963年该井在$P_1{}^3{}_2$层获日产34.7万立方米的工业气流，发现阳新统气藏。至1984年底，该气藏内共钻井16口，其中获气的井有11口，气井多沿长轴分布。位于构造西端的家16井在阳三²C(井深2645～2651米)中测试，产地层水，出水层阳三²C顶部海拔为－2348米。家3井在阳三²B也产水，产水层海拔－2427.5米。以含气面积计，面充满度为78.1%；以气藏高度计，高充满度为61.2%。气藏原始地层压力为268.3巴，压力系数为1.08左右。

阳新统气藏天然气组分：甲烷含量为96.7～97.3%，重烃含量为0.7%左右，硫化氢含量为1克／立方米左右；天然气密度为0.572～0.579千克／立方米。地层水为$CaCl_2$水型，$Cl^-$含量为24697毫克／升，矿化度为43.01克／升。

1966年4月家6井首先投产，至1984年底，阳新统气藏共投产了气井11口，其中能连续生产的气井有10口。全气藏的最高日产气量为72.7万立方米，至1984年底，累计产气25.88亿立方米。

家6井投产10年以后于1975年9月27日最先出水，同年家5、13井也相继出水，单

井日产水量均为几立方米。由于及时提高井口压力，控制生产压差，水的影响不大，加上又及时地补钻开发井，所以气藏地层压力下降均匀，稳产阶段较长。阳新统气藏开发可分为2个阶段:

1)产量上升期: 1966年4月～ 1979年11月，投产的井有7口，日产气量最高为72.7万立方米，此阶段累计产气16.94万立方米。

2)稳产期: 1979年12月～ 1984年12月(未完)，投产的井达12口，平均日产气37.5万立方米; 此阶段累计产气8.94亿立方米。

茅口组(阳三气藏)和栖霞组(阳二气藏)在开发中纵向上相互连通。从表10－56中可看出，已投产的气井属阳二产层的有家5、14井，其余的为阳三产层，二者之间虽有阳三[1]泥质灰岩夹泥质岩层相隔，但与川南气区相比，该层的厚度变薄(厚55～ 60米)，所夹的泥质岩层也减薄，石灰岩的泥质含量减少，加之靠近背斜顶部又有断层切割，裂缝较发育，封隔条件差，故上、下两层相互串通，成为统一的气藏。

## 四、邓井关气田

邓井关气田位于自贡市邓井关和富顺县永年场之间。1954年作过1 ∶2.5万地质细测，1958年作重力详查，1970～ 1971年进行1∶5万地震详查。于1958年2月开始钻探邓1井，同年7月发现嘉三气藏。至1984年底共完钻井22口，其中完钻于三叠系19口，二叠系3口(邓17、18、19)。钻探最深的井是邓17井，井深达2486米，层位为志留系。该气田所钻的22口井中有获气井14口，并发现了嘉五、嘉三和嘉二3个气藏。气田自1959年8月投产，已开采20多年，至1984年底，累计产气29.03亿立方米，1984年仍有生产井9口，年产气量为172.62万立方米。

邓井关构造属单箱状背斜，北东东走向，但轴线因断层错开呈反“S”形。构造两翼不对称，邓5井以东为南陡北缓、以西为北陡南缓。地下构造与地面构造基本吻合(表10－58)。地面断层可分3个组系，即北西向斜逆断层组、纵逆断层组和北东向斜逆断层组，构造西部以北西向和纵向逆断层为主，构造顶部以北东向斜逆断层为主。地下断层共有16条，分北西向斜逆断层和纵逆断层两组(图10－49)，与地面断层对比有以下不同的特点:

表10－58 邓井关气田构造数据表

| 制图层 | 轴向 | 闭合面积 ($km^2$) | 长轴 (km) | 短轴 (km) | 闭合度 (m) | 两翼倾角 | | 断层条数 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | | | 北翼 | 南翼 | |
| $Jt^5$底 | 50°～80° | 22.5 | 14.4 | 2.1 | 209 | 12°～67° | 13°～16° | 10 |
| $Tc^4$顶 | 55°～70° | 57.4 | 23.8 | 3.2 | 560 | 27° | 18° | 14 |
| $P_1^3$顶 | 55°～70° | 30.4 | 20.2 | 2.2 | 490 | 27° | 18° | 9 |

1)上下断层各组系发育程度不同，地面以北西向斜逆断层为主，地下以纵逆断层组系为主;

2)地面断层多集中分布在构造西部，地下断层分布相对较为均匀;

3)北西组断层在地面多分布在两翼，在地下则多分布在构造顶部;

4)地面和地下是两套断层系统，地面断层系统向下消失层位和地下断层向上方消失层位大都是在香溪群，但两套断层系统一般都不连通，这是三叠系嘉陵江组气藏得以保存的主要原因。

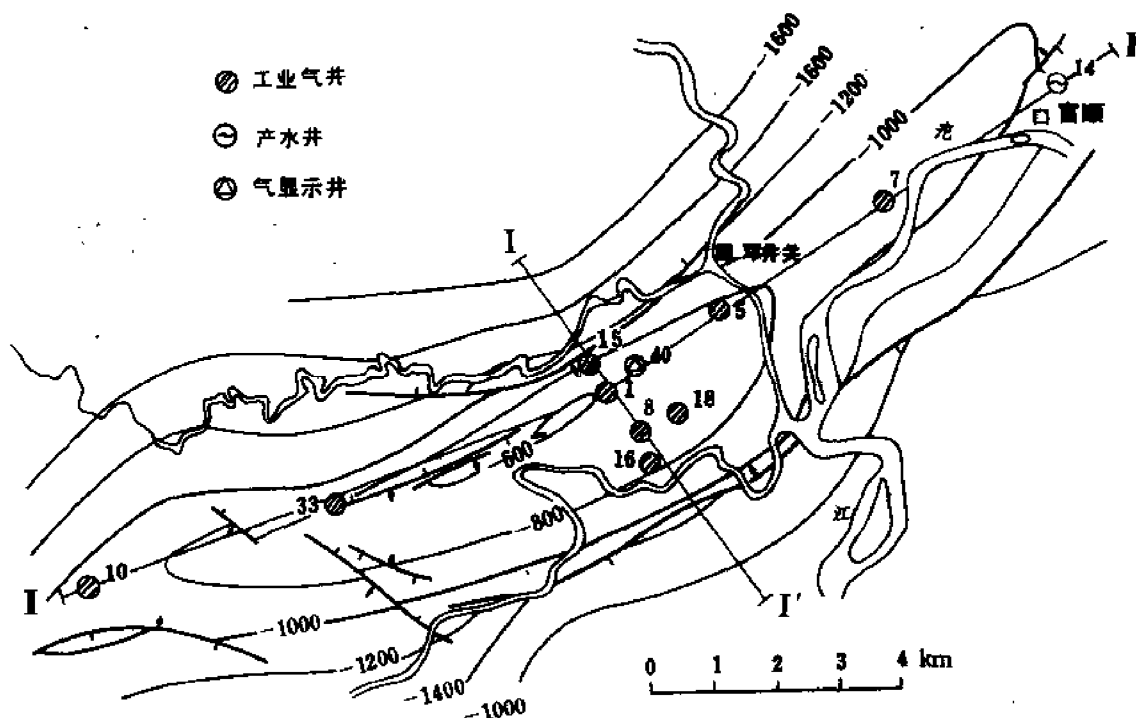



图 10－49　邓井关气田嘉四¹层顶面构造图

地面、地下构造裂缝在平面上分布基本符合，构造的顶部、次高点、轴线弯曲处、鼻状突起及构造轴部的断层上盘等部位，都是裂缝发育区；面构造翼部、鞍部，则裂缝不发育。构造部位和断层是控制和促进裂缝发育的重要因素。

嘉五、嘉三、嘉二气藏之间不仅产能相差悬殊，分布范围也有很大差异。嘉三气藏分布范围广，单井产量高，是该气田的主力气藏。而嘉五、嘉二气藏则是局部性的气藏。现将各气藏的产气井列表对比如后(表 10－59)。

*1.嘉五气藏*($Tc^5$)

1967 年 6 月钻于构造顶部的邓 35 井经测试，发现了嘉五气藏。该气藏压力较低，最大关井压力为 13.92 巴，因天然气中硫化氢含量較高，故生产 3 年后于 1970 年停产，累计产气 2701.5 万立方米。该气藏为一小气顶，其下为地层水衬托。

嘉五气藏的天然气组分与嘉三、嘉二气藏相比，具有比重大和硫化氢含量高的特点，其甲烷含量为 93.99%，重烃含量为 1.67%，硫化氢含量为 33.98 克／立方米；天然气密度为 0.588 千克／立方米。地层水中 $Cl^-$ 含量为 22654 毫克／升，矿化度为 37.13 克／升，属 $CaCl_2$ 水型。

*2.嘉三气藏*($Tc^4_1$ ～ $Tc^3$)

气藏盖层为嘉四²层硬石膏层，厚度为 20 ～ 30 米；底层为嘉二³层顶部的硬石膏层；储集层为嘉四¹和嘉三段的碳酸盐岩，总厚达 138 米。嘉四¹层白云岩和嘉三段石灰岩，质纯、泥质含量低(5 ～ 10%)，裂缝发育井在整个储集层都有分布，但以嘉四¹层较为集中。

渗透层段的主要岩性为土状白云岩及粒屑白云岩，据邓 19 井声波孔隙度和邓 18 井岩屑

**表 10-59 邓井关气田气井特征对比表**

| 气藏 | 井号 | 层位 | 地层压力 (bar) | 产层中部井深 (m) | 压力系数 | 日产量 气 ($10^4m^3$) | 日产量 水 ($m^3$) | 测试时间 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| $Tc^5$ | 邓 35 | $Tc^5$ | | 715.0 | | 16.70 | | 1967.6.5.～1967.6.15. |
| $Tc^3$ | 邓 1 | $Tc^4_1-Tc^3$ | 131.60 | 996.0 | 1.32 | 34.60 | | |
| | 邓 4 | $Tc^4_1-Tc^3$ | 130.60 | 984.8 | 1.33 | 5.30 | | 1963.9.9.～1963.9.24. |
| | 邓 5 | $Tc^4_1-Tc^3$ | 125.30 | 1072.5 | 1.22 | 7.71 | | 1959.1.7.～1959.1.10. |
| | 邓 7 | $Tc^4_1-Tc^3$ | 134.40 | 1294.0 | 1.07 | 15.28 | 生产中出水 | 1959.9.11.～1959.9.12. |
| | 邓 8 | $Tc^4_1-Tc^3$ | 130.60 | 930.0 | 1.41 | 36.10 | | 1958.12.29.～1958.12.30. |
| | 邓 10 | $Tc^4_1-Tc^3$ | 119.90 | 1296.8 | 1.02 | 5.42 | 1.74 | 1960.4.23.～1960.5.1. |
| | 邓 15 | $Tc^4_1-Tc^3$ | 130.87 | 1130.0 | 1.18 | 5.05 | | 1960.2.20.～1960.2.21. |
| | 邓 16 | $Tc^4_1-Tc^3$ | 121.80 | 1100.7 | 1.19 | 95.50 | | 1960.11.29.～1960.11.30. |
| | 邓 18 | $Tc^4_1-Tc^3$ | 76.62 | 1003.5 | 1.31 | 9.49 | | 1964.7.8.～1964.7.11. |
| | 邓 33 | $Tc^4_1-Tc^3$ | 56.46 | 1179.8 | 1.12 | 18.01 | | 1966.11.16.～1966.11.17. |
| | 自卤 2 | $Tc^4_1$ | 94.74 | 1094.0 | | 15.32 | | 1972.5. |
| | 邓 14 | $Tc^4_1-Tc^3$ | 152.98 | 1497.0 | | 0.00 | 3.9 | 1964.11. |
| $Tc^3$ | 邓 17 | $Tc^2_3$ | 117.47 | 1092.5 | 1.07 | 0.56 | | 1964.7.28.～1964.8.4. |
| | 邓 34 | $Tc^2_3$ | 84.52 | 1103.5 | 1.06 | 12.46 | | 1967.2.5.～1967.2.6. |

孔隙度统计，土状白云岩厚 4 米，孔隙度平均为 8.6%；粒屑白云岩厚 6.8 米，孔隙度平均为 3.28%；致密的石灰岩和白云岩的孔隙度平均为 1.34% 。

嘉三气藏具边水，最东端的邓 14 井测试产地层水，产水层井深为 1497 米，海拔为 －1186 米，水层压力为 153 巴。西高点的邓 10 井测试中也产地层水，气水界面在 －1026 米。

邓井关气田被断层切割，但未使气藏受到破坏，背斜圈闭中天然气的充满程度较高，面充满度为 61%，高充满度为 70%。从图 10－50 可见，断层虽然横切于背斜轴部，但断距较小，以断距最大的五里坡断层为例，在嘉陵江组中的最大断距也只有 60 米左右，小于嘉四段的硬石膏岩层厚度。

嘉三气藏共有气井 12 口，1959 年投产，至 1984 年底，累计产气 27.98 亿立方米。开采实践证明，在气藏范围内可分为两个裂缝系统，其中邓 1 井系统位于五里坡断层以东；邓 10 井系统，位于五里坡断层以西（图 10－51）。现将两个系统的特征分别叙述：

1）邓 1 井裂缝系统

该系统位于构造的顶部，包括邓 1、4、5、7、8、15、16、18、33、41 井和卤 2 井，主要连通方向沿长轴，在高点附近沿短轴方向（邓 16－8－1－15 井）的连通性也很好。产气层位置主要在嘉四$^1$ 和嘉三$^3$ 。各井原始地层压力基本一致，气藏开采过程中同时期所测地层压力

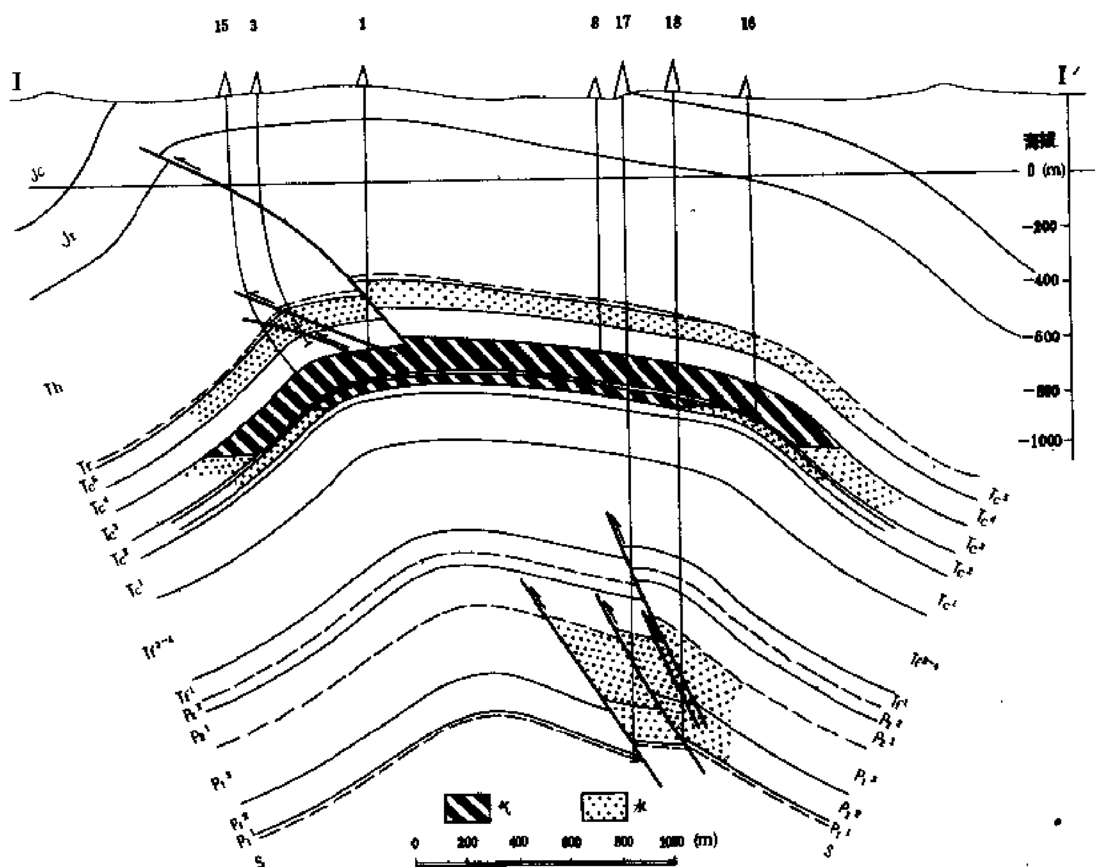


图 10－50　邓井关气田横剖面图
（剖面位置见图 10－49）

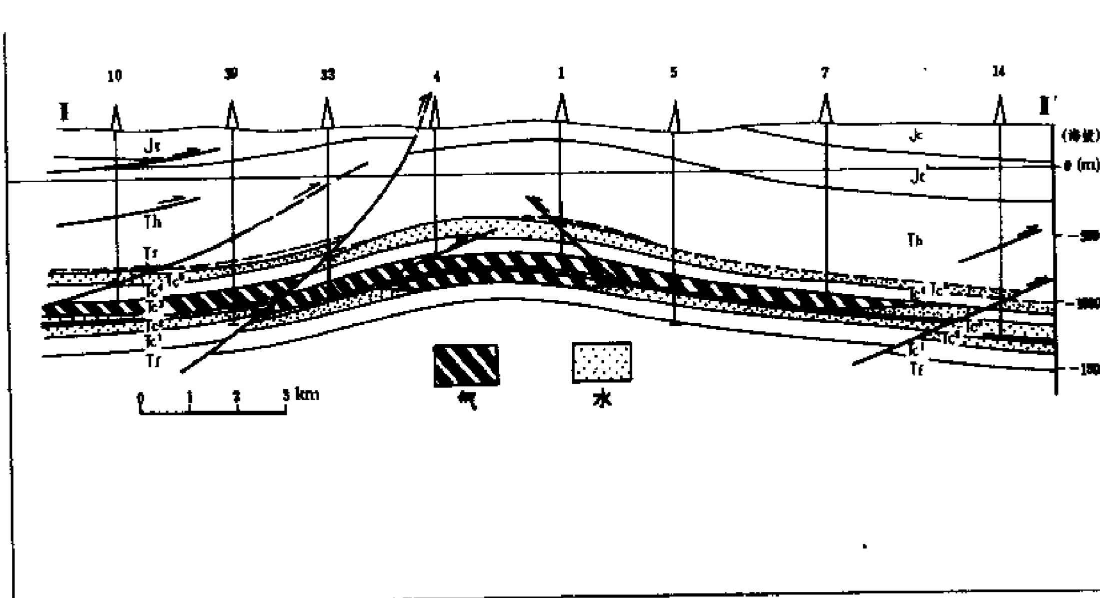


图 10－51　邓井关气田纵剖面图
（剖面位置见图 10－49）

也相近，如水淹前的邓7井与邓8井折算地层压力基本一致，但由于碳酸盐岩储集层裂缝分布不均，在开采后期同一裂缝系统的地层压力值逐渐有了差别。此系统于1959年9月投产，至1984年底，累计产气27.33亿立方米。其生产过程可分3个开采阶段：① 降压稳产阶段(1959年9月～ 1968年10月)：生产较稳定，日产气40～ 65万立方米，累计产气20.20亿立方米，关井短期内各井压力趋于平衡；② 递减阶段(1968年11月～ 1972年10月)：产量和压力均下降，日产气量降到13.8万立方米，阶段累计产气3.8亿立方米；③ 低压低产阶段(1972年11月～ 1984年12月，未完)：气井产量低，压力低，日产气6.7万立方米，阶段累计产气3.33亿立方米，需经常放喷、排液才能维持正常生产。目前此系统仍有5口产气井，1984年12月日产气能力为3万立方米。

2)邓10井裂缝系统

邓10井自1959年钻开后，长期关井未投产。1963年9月测得其地层压力为119.99巴(绝)，折算到邓1井的地层压力虽低于邓1井的原始地层压力，但它的关井压力并不随邓1井系统的开采而降低，说明它是一个独立的系统。邓10井系统位于背斜西端的一条断层附近，连通范围很小，只有1口生产井，产层层位为嘉三$^3$。在其东边2.2公里处所钻的邓39井，嘉三段测试产地层水。

由于邓井关气田嘉三气藏气井分布很不均匀，基本都集中在高点附近，气井集中区的面积，只占构造圈闭面积的1/5左右。因此在钻井稀少的地区是否存在新的裂缝系统尚值得研究。据悉，自贡市盐务局近年在背斜西端钻探嘉三段得到的气井，日产气量大于1万立方米，说明这个开发了20多年的老气藏仍有潜力。1981年和1983年四川石油管理局地质勘探开发研究院和川西南矿区地质研究所分别对其资源潜力进行过研究，得出一致的看法，即原来用压降法计算的探明储量数值偏低。用容积法对含气范围内的裂缝发育区的天然气剩余储量进行概算表明，可利用的资源潜力还相当可观。

如果把邓井关气田的嘉三气藏和自流井气田的嘉三气藏作一对比，二者的地质条件没有明显的差异，但二者单位面积的产气量却有差别，以含气面积和累计产气量来计算的每平方公里的产气量，邓井关气田只有自流井气田的70%左右。说明邓井关气田嘉三气藏的剩余储量还较丰富。但如何才能把这部分储量比较快速和经济的开采出来，还需作进一步研究。

嘉三段天然气的甲烷含量为96.49%，重烃含量为1.56%，硫化氢含量极微，二氧化碳含量为0.11%；天然气密度为0.573千克／立方米，临界温度为191.7开，临界压力为45.89巴。地层水中的$Cl^-$含量为47279毫克／升，矿化度为78.84克／升，属$CaCl_2$水型。

*3.嘉二$^3$气藏($Tc^3_2$)*

该气藏底层为嘉二$^2$层硬石膏，盖层为嘉二$^3$层顶部的硬石膏层；储集层为嘉二$^3$层的白云岩、石灰岩夹鲕粒生物灰岩和粉晶溶孔白云岩，厚度为25米左右。粉晶白云岩中孔隙的孔径为0.3～ 0.5毫米，多为粒间(溶)孔。1967年2月在邓34井发现此气藏，现有生产井2口(邓17、34井)，两井之间的水平距离为1.2公里，但互不连通，形成两个独立的裂缝系统。据分析，气藏受构造及岩性双重因素的控制。在碳酸盐岩结构粗、泥质含量少、白云岩化程度强的层段，且又处于构造的高部位，其储集层的孔、缝发育，有利于形成气藏。气藏原始地层压力为117.47巴，压力系数介于1.06 ～ 1.07之间，为常压气藏。至1984年底，累计产气1.04亿立方米。嘉二$^3$气藏天然气组分：甲烷含量为96.79%，重烃含量为1.57%，不含硫化氢，二氧化碳含量为0.08%；天然气密度为0.572千克／立方米，临界温度为191.9开，临界压力为46.19巴。地层水中$Cl^-$含量为32082毫克／升，矿化度为56.66

克/升，属 $CaCl_2$ 水型。

## 五、观音场气田

观音场气田位于四川宜宾县观音场区，区域构造位置处于川西南低陡褶皱带自流井凹陷的中心。1956 年进行 1 ∶20 万地质普查发现地面构造，1958 年进行重力详查，1962 年进行 1 ∶5 万地质细测，1970、1976、1980 年又先后作过 1 ∶5 万地震详查。1974 年 2 月开始钻探音 1 井，未获得工业气流。1975 年钻探音 2 井，次年发现雷口坡组气藏，其后又发现了阳新统和香溪群 2 个气藏。至 1984 年底，共完钻了19 口井，其中完钻于香溪群 1 口，雷口坡组 1 口，嘉陵江组 2 口，阳新统 15 口。钻探最深的井是音 4 井，井深达 4560 米，进入志留系完钻。完钻的 19 口井中获工业气流的井有 11 口，钻井成功率为 57%。该气田至 1984 年底，累计产气 4.59 亿立方米。就目前钻井控制的含气面积而言，是川西南气区勘探效果较好的一个气田。

观音场气田地面构造较完整，为低丘状短轴背斜，轴向北东，呈反“*S*”型，核部出露中侏罗统，地面构造完整。地腹构造形态与地面构造基本一致，但往下闭合面积和闭合度都增大，断层增多（表 10－60）。

表 10－60　观音场气田构造数据表

| 制图层 | 轴　向 | 闭合面积 ($km^2$) | 长　轴 (km) | 短　轴 (km) | 闭合度 (m) | 两　翼　倾　角 | | 断层条数 | 上下构造符合情况 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | | | 北 | 南 | | |
| $Jc^2$ 底 | 北东 | 26.8 | 7 | 4.8 | 250 | 4°～7° | 4°～7° | 无 | 往下闭合面积和闭合度增大，并出现断层 |
| $Th^2$ 顶 | 北东 | 55.3 | 15 | 6.0 | 270 | 11° | 11° | 无 | |
| $P_1^3$ 顶 | 北东 | 72.0 | 18 | 5.5 | 320 | 6°～9° | 4°～9° | 6 | |

阳新统构造共有 6 条断层，均为平行构造轴线倾向南东的逆断层，断层倾角为16°～47°，断距为 10～ 246 米（图 10－52，10－53）。背斜虽受断层切割，但构造圈闭未被破坏，保存较完整；相反由于断层影响，沿断层带的裂缝较发育，改善了气层的储渗条件，对天然气分布有着一定的控制作用。

该气田的二、三叠系与邻区相比，岩性、厚度都有一些变化，故产气层的层位也有差别。

香溪群厚度为 500～ 550 米，与自流井地区相比，砂岩层相对减薄，暗色泥岩和煤层厚度增加，生油条件变好，生储盖组合增多。音 4 井在香四组获得工业气流，另一些井在该组也有良好的显示，是一个有潜在产能的气层。除香四组外，香六组也是可能的产气层。

雷口坡组厚度为 300～ 400 米，顶部虽受剥蚀，但中、下部仍有硬石膏层作盖层，能构成独立的储盖组合。雷口坡组最上部为雷三段，厚138～ 238 米，为石灰岩夹硬石膏组成，其上的香一组含煤地层厚度为 57～ 125 米，可作为盖层。雷三段石灰岩受到侵蚀，溶蚀缝洞发育，在音 4、7、9 井钻进中有气侵显示。雷二段为石灰岩、白云岩及硬石膏互层，厚度为 107～ 148 米，破破盐岩与膏岩相间，既可形成储盖组合，又有利于裂缝发育。许多井在钻进该段中都有显示，其中音 2 井放空 0.3 米，经测试获工业气流；雷一段为泥质白云岩、硬石膏和页岩互层，厚度为 68～ 107 米，缝洞发育差，钻进中有显示的井次少。

嘉陵江组与邻区可逐段对比，但岩性和厚度有变化：① 厚度较薄，一般为 400～ 500 米。② 破破盐岩层含泥质普遍增加，如川南气区和自贡一带的嘉三段以纯灰岩为主，而观音

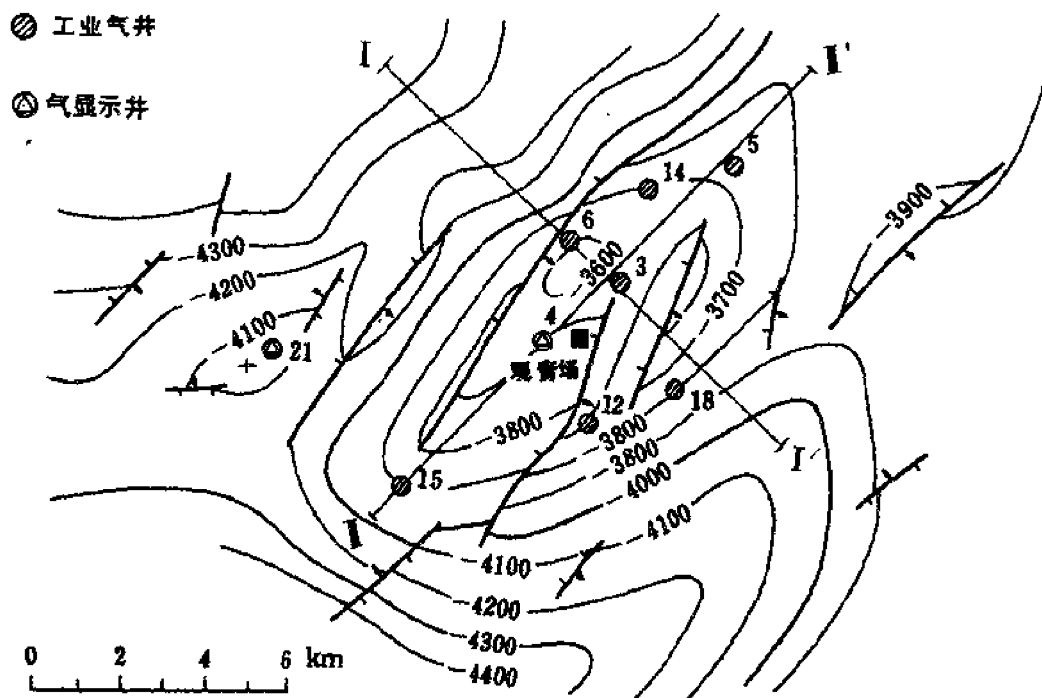



图 10－52 观音场气田下二叠统顶面构造图

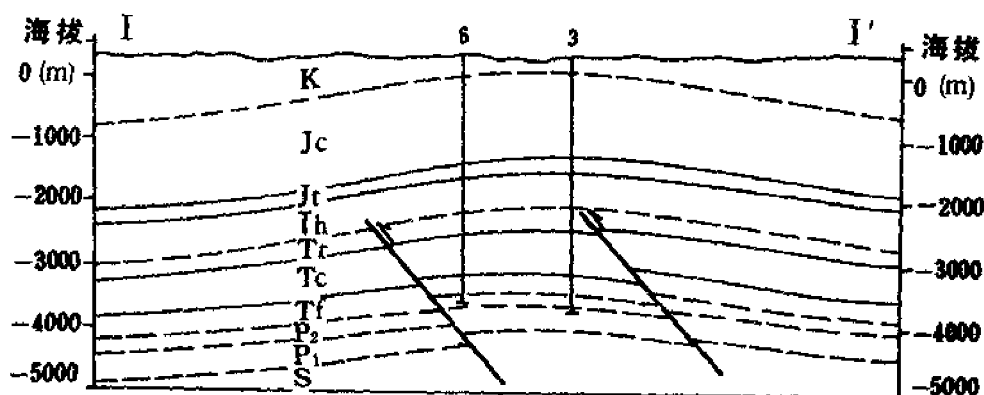



图 10－53 观音场背斜构造横剖面图
（剖面位置见图 10－52）

场气田则以含泥质灰岩为主，并夹泥质条带，嘉一段则变为泥灰岩夹紫红色泥岩。③ 碳酸盐岩的粗结构岩类减少。④ 石膏盐岩层大大减薄，剖面中一般只在嘉五²、嘉四⁴和嘉四²有硬石膏层，单层厚度一般不超过 5 米，且与泥质白云岩相间；嘉二段仅见硬石膏斑点。因而储盖粗合都变差，钻进中除少数井（音 7、9、10、13）在嘉四⁴层有盐水显示外，基本上没有明显的天然气显示。

飞仙关粗厚 350 米，由紫红色泥岩夹薄层砂岩及泥灰岩组成，缺乏储集条件。

上二叠统厚 200 米左右，上部长兴组在川南气区为石灰岩层，产工业气流。但在本区已

变为凝灰质砂岩夹泥灰岩，与龙潭组已难以区分，储集条件差。但本区在上二叠统的下部夹有凝灰质砂岩和玄武岩，单层厚度可达5米，有的层段孔、缝都较发育，可能形成局部气层。如音7井在钻遇凝灰质砂岩时有明显气侵。

下二叠统（阳新统）总厚度为550米左右，其最大特点是顶部保留地层较全，阳三⁴层在构造范围内的残余厚度可达70～100米。阳新统气藏共有3个气层，阳三⁴气层（包括阳三³层在内）是气田最主要的产气层，此外还有阳三²气层和阳二（栖霞组）气层，目前阳三²气层和阳二气层尚未投入开发，彼此之间是否相互连通尚待以后的工作去证实。

*1.雷三气藏（$Tr^3$）*

完钻的井有3口，其中获气井1口（音2井），日产气2.1万立方米，气井分布在构造顶部。此外，音8井在雷三段也获得了低产量的天然气（日产气0.22万立方米）。气藏可能属岩性－构造圈闭类型，目前控制的含气面积很小。生产中同时也产地层水和凝析油。至1984年底，累计产气1468.2万立方米，累计产水3441立方米，累计产凝析油272吨。天然气中甲烷含量为91.66%，重烃含量为5.19%，不含硫化氢；天然气密度为0.617千克／立方米。

*2.阳三⁴气藏（$P_1{}^3{}_4$）*

除阳三⁴层外，还包括阳三³层，开采过程中已证实这两个层段相互连通，属同一个储集单元，简称为阳三⁴气藏。

阳三⁴层主要为黑灰—深灰色的粉—泥晶生物屑和绿藻屑灰岩，粒屑含量较高（达40～50%），见白云岩化、硅化等成岩后生变化，呈斑点状分布，纵向上可进一步划分为A、B、C 3个小段。A段的泥质含量和自然伽马值都相对较高，厚度为0～25米，构造顶部遭受不同程度地剥蚀，与上覆龙潭组呈假整合接触；B段顶部有燧石团块，含云质和硅质，自然伽马值较A、C段低，石灰岩的泥质含量较少，厚度为47～54米；C段岩性基本同A段，厚度为22～24米。阳三⁴层裂缝较发育，其分布受岩性和局部构造部位的控制，在泥质、硅质及燧石团块含量较高的层段，裂缝变差；而在靠近断层处和构造顶部，则裂缝发育。如位于构造顶部的音12井，在井深4135～4157米段的岩芯裂缝达440条，平均每米20条，高点附近的音6井取芯观察，平均每米有裂缝45条，而构造翼部的音18井平均每米只有6条（表10－61）。

阳三⁴层的基质孔隙度及渗透率均低，最大为3.33%，最小仅为0.1%，平均为0.81%；只有在局部白云岩化的层段，才可见白云岩晶间孔，晶间溶孔和粒间孔，孔径为0.1～0.15毫米左右，孔隙度可达4～5%。碳酸盐岩的渗透率都小于$0.01\times10^{-3}$平方微米，只有裂缝发育时，渗透率才有所增高，如音11井有裂缝的岩芯渗透率可达$16\times10^{-3}$平方微米。在钻进过程中进入阳三⁴层5～24米时常见钻具放空、井漏和井喷等显示，电测解释为渗透层，说明岩层中有规模较大的缝洞发育。这种缝洞可能与古岩溶有关，纵向上靠近侵蚀面，一般分布在A层上部，当A层被剥蚀时分布在B层中，所以阳三⁴储集层应当是受构造和古岩溶双重因素控制的裂缝－溶蚀孔洞型储集层（图10－54）。图中还说明，在东吴运动侵蚀期，观音场气田的主体处于抬升较高的位置上，可能是一古残丘，其范围约为10多平方公里，位于现今构造的核部。

阳三³层厚度为27～30米，岩性为褐灰色亮晶红藻灰岩及泥晶、粉晶生物灰岩，局部白云岩化，下部有白云岩化石灰岩。构造高点、轴线和断层附近裂缝相对较为发育，而构造翼部则较差。该层的孔隙发育程度则较阳三⁴层高，在亮晶红藻灰岩及白云质灰岩岩芯中见针孔、白云石晶间孔、溶孔、粒内孔和粒间孔，面孔率可高达3～10%。据岩芯分析，阳

表 10－61　观音场气田阳三$^4$—阳三$^3$层的岩芯裂缝对比表

| 井号 | | 音 11 井 | 音 6 井 | 音 18 井 | 音 5 井 |
|---|---|---|---|---|---|
| 构造部位 | | 轴线、断层 | 顶部、断层 | 南　翼 | 轴线扭曲部位 |
| 阳三$^4$ | 裂缝条数 | 2197 | 1729 | 323 | 1468 |
| | 岩芯长度（m） | 44.40 | 38.60 | 40.11 | 44.71 |
| | 裂缝平均密度（条／m） | 49 | 45 | 8 | 33 |
| 阳三$^3$ | 裂缝条数 | 238 | 172 | 107 | 405 |
| | 岩芯长度（m） | 13.38 | 9.94 | 27.22 | 17.98 |
| | 裂缝平均密度（条／m） | 18 | 17 | 4 | 22 |

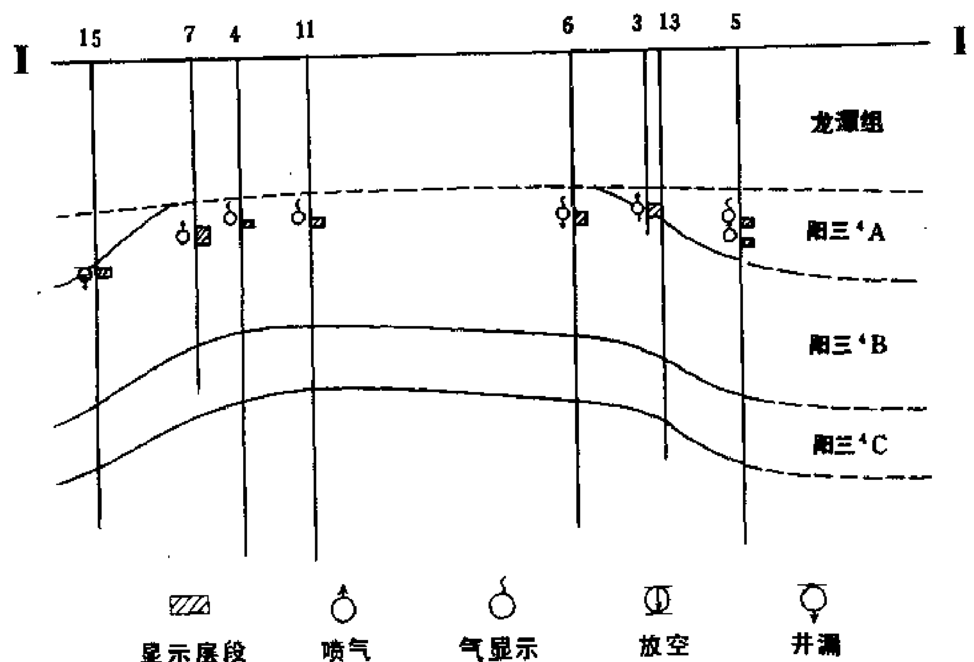



图 10－54　观音场气田阳三$^4$层钻井显示剖面图

（剖面位置见图 10－52）

三$^3$的孔隙度平均为 1.43%，渗透率小于 $0.01 \times 10^{-3}$ 平方微米。

1977 年 4 月，音 3 井在阳三$^4$层（井深 3997 ～ 4011 米）进行测试，日产气 23.95 万立方米，从而发现了阳三$^4$气藏。至 1984 年底，该气藏共有产气井 10 口，原始地层压力为 541.1 巴，压力系数为 1.33。1980 年 5 月 4 日音 6 井首先投产。至 1984 年底，共有生产井 8 口，日产气量为 25 ～ 28 万立方米，累计产气 4.53 亿立方米，累计产水 20688 立方米。气藏在生产中有以下特点：

（1）各气井相互连通，在含气范围内属同一压力系统

主要依据是：① 观察井（音 11、13、14）的关井压力随生产井（音 5、6、7、9 井）的采气而逐渐下降。如音 13 井从 1982 年 2 月 7 日到 1982 年 9 月 15 日，地层压力由 483 巴降到

447 巴；音 14 井从 1982 年 7 月 1 日到 1983 年 6 月 23 日，地层压力由 476 巴降到 449 巴；音 11 井从 1982 年 12 月 9 日到 1983 年 5 月 19 日，地层压力由 441 巴降到 433 巴。② 后钻井（音 11、12、13、14、15）的地层压力都有先期压降现象（表 10－62）。

表 10－62 观音场气田阳三$^{4\sim3}$层地层压力[1]数据表

| 井 号 | 产 层 层 位 | 测 压 日 期 | 地 层 压 力 (bar) | 投 产 日 期 |
|---|---|---|---|---|
| 6 | $P_1{}^3{}_3\sim P_1{}^3{}_4$ | 1980.4.10. | 521.81 | 1980.5. |
| 5 | $P_1{}^3{}_3\sim P_1{}^3{}_4$ | 1981.5.15. | 519.03 | 1981.5. |
| 7 | $P_1{}^3{}_4$ | 1981.2.9. | 521.63 | 1981.4. |
| 9 | $P_1{}^3{}_4$ | （未测） | （未测） | 1981.5. |
| 13 | $P_1{}^3{}_3\sim P_1{}^3{}_4$ | 1982.2.7. | 483.04 | 1982.10. |
| 14 | $P_1{}^3{}_3\sim P_1{}^3{}_4$ | 1982.7.22. | 476.61 | |
| 11 | $P_1{}^3{}_3\sim P_1{}^3{}_4$ | 1982.12.9. | 441.57 | |
| 15 | $P_1{}^3{}_4$ | 1983.6.22. | 501.00 | 1984.1. |
| 12 | $P_1{}^3{}_3\sim P_1{}^3{}_4$ | 1984.8.17. | 456.22 | 1984.9. |

① 除音 6、7 井为井口关井压力折算外，其余各井均用压力计实测。

（2）开采中产地层水

10 口气井在钻井和测试中都未见地层水，但有的井投产后即产地层水。如音 7 井 1981 年 4 月 28 日投产，同年 11 月 14 日产地层水，至 1984 年底单井水气比为 2.0 吨／万立方米；音 13 井 1982 年 10 月 17 日投产，仅生产 37 天就出地层水，至 1984 年底水气比为 1.26 吨／万立方米；音 15 井投产仅 14 天就出地层水；音 5 井、音6 井当生产压差大时也有出水现象。气井出水后产能和压力都有较大幅度的降低（表 10－63）。

从几口出水井的构造部位看，都分布在断层带附近，可能是断裂带起到了导水的作用。

（3）各产水井的产层海拔高低不一

音 7 井出水海拔为 －3819 米，自 1981 年以来一直带水生产；音 15 井（距音 7 井西南 1700 多米）产水层海拔约在 －4044 米左右。目前对气水界面位置及地层水在气藏中的活动形式还不太清楚，尚待今后作进一步的研究。

*3. 阳三$^2$气藏（$P_1{}^3{}_2$）和阳二气藏（$P_1{}^2$）*

阳三$^2$气层为生物屑泥—粉晶灰岩，厚度为 120 ～ 130 米。钻穿本层的有 9 口井，其中的 4 口有气显示。如音 5 井在阳三$^2$A 中放空 0.46 米，井有井喷现象；音 18 井发生井喷，经测试日产气 5.97 万立方米，不产地层水。此外，阳三$^1$A 层在音 13 井钻进中也喷出天然气。阳二气层为泥—粉晶藻屑灰岩，厚度为 112 ～ 130 米左右，钻进中在音 5、10、11、12 井有天然气井涌、气侵等显示。其中音 5 井经测试，为气水同产井，日产气 14.8 万立方米、日产水 101.7 立方米。

阳三$^2$和阳二气层在纵向上是否和阳三$^4$气层连通目前尚难确定，但从 3 层的流体性质

表 10－63　观音场气田阳三$^4$层气井出水前后的压力和产量变化情况表

| 井　号 | 时　　间 | 套　压 (bar) | 油　压 (bar) | 气　产　量 ($10^4m^3/d$) | 产　水　量 ($m^3/d$) |
|---|---|---|---|---|---|
| 7 | 1981.9. | 330.6 | 328.1 | 12.6 | |
| | 1981.12. | 313.9 | 296.6 | 5.9 | 15.1 |
| 13 | 1983.10. | 222.1 | 301.3 | 4.9 | 0.4 |
| | 1984.7. | 67.6 | 64.1 | 1.4 | 9.3 |
| 15 | 1984.1. | 318.5 | 305.7 | 11.58 | 15.23 |
| | 1984.12. | 114.7 | 65.1 | 0.7 | 1.3 |

来比较（表 10－64），无论是天然气或地层水的成分都有差别。如阳三$^2$和阳二层天然气的硫化氢含量都比阳三$^{3\sim4}$层的高，阳二地层水的 $Cl^-$ 含量和矿化度也高于阳三$^4$层。推断阳二与阳三$^4$层可能不连通，至于阳三$^2$与阳二是否为同一储集单元，目前也还没有资料来确定。

表 10－64　观音场气田阳新统3个产层的流体特征对比表

| 产　层　层　位 | | 阳　三$^4$—阳　三$^3$ | 阳　三$^2$ | 阳　二 |
|---|---|---|---|---|
| 原始地层压力 (bar) | | 541.1 | 632.1 | |
| 压　力　系　数 | | 1.29 | 1.49 | |
| 天然气成分 | 甲烷 (%) | 95.93 | 92.69 | 96.84 |
| | 重烃 (%) | 0.34 | 0.16 | 0.67 |
| | 氦 (%) | 0.033 | 无 | 0.026 |
| | 硫化氢 (%) | 0.792 | 3.865 | 4.856 |
| | 密度 ($kg/m^3$) | 0.588 | 0.621 | 0.575 |
| 地层水成分 | $Cl^-$ (mg/L) | 14576 | | 22970 |
| | 矿化度 (g/L) | 23.72 | | 38.67 |
| | 水型 | $CaCl_2$ | | $CaCl_2$ |

## 六、威远气田

威远气田位于威远县、资中县和荣县之间。它是四川盆地内最大的背斜构造，早在1938年就曾在本构造进行过地质调查，1939 ～ 1942 年作过 1 ：2.5 万地质测量。1940 年 7 月在地面背斜高点曹家坝钻探威 1 井，1941 年 2 月钻至井深 1202.66 米处——进入下二叠统 214.66 米（栖霞组）完钻，仅见微量天然气。1956 年 5 月在威 1 井的同一井场上开钻了威远基准井，1958 年 4 月 22 日钻至井深 2438.65 米处（下寒武统九老洞组），因钻机条件所限而停钻，未获油气流。1957 年进行地质普查，1959 年进行 1 ：5 万地质细测及重磁力详查，1961 年进行 1 ：5 万地震详查，1965 年又在构造顶部进行 1 ：2.5 万地质细测和地震详查，

由于检波器的埋置和震源激发条件差，前后两次均未能作出地震构造图。

1964 年 3 月 28 日开始加深钻探威基井，同年 9 月 16 日钻至上震旦统灯影组的顶部，于井深2848.5 米处见气侵，于 2852.00 ～ 2859.39 米井段发现井漏，经中途测试获工业气流，发现了震旦系气藏。至 1984 年底，该气田共完钻井 132 口，其中在二叠系完钻的有 15 口，二叠系 13 口，寒武系 7 口，震旦系 97 口。除获震旦系和二叠系工业气藏外，在三叠系和寒武系中也获得了低产量的气流，只是未形成工业性气藏。

钻达震旦系的 97 口井中，有获气井 61 口，成功率达 62.89%。最深的井为威 15 井，井深为 3877.4 米，钻入前震旦系之花岗岩基底。至 1984 年底，该气田累计产气 113.86 亿立方米，累积产水 338.3 万立方米。

威远背斜位于四川盆地中央隆起带的西南部，轴部出露下三叠统嘉陵江组嘉四段 ($Tc^4$)。以三叠系香溪群顶面圈闭的面积为 1751 平方公里，构造长轴为 92 公里，短轴为 30.8 公里，闭合度为 1080 米，北翼倾角 1°～ 5°，南翼倾角 9°～ 12°，断层共 59 条，轴部小褶皱达 216 个。以震旦系顶面计算，闭合面积为 850 平方公里，构造长轴为 53 公里，短轴为 26 公里，闭合度为 895 米，地层倾角北翼为 3°～ 5°，南翼为 9°～ 11°，顶部地区有 4 条小断层，最大断距小于 50 米，构造完整(图 10－55)。上下构造基本吻合，但震旦系顶构造的高点位置往西偏移了 10 公里(表 10－65)。

**表 10－65　威远气田构造数据表**

| 制图层 | 轴向 | 闭合面积 ($km^2$) | 长轴 (km) | 短轴 (km) | 闭合度 (m) | 两翼倾角 | | 断层条数 | 上下构造符合情况 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | | | 北翼 | 南翼 | | |
| Th 顶 | 北东 | 1751 | 92 | 30.8 | 1080 | 1°～5° | 9°～12° | 59 | 高点在威基井 |
| $Tc^5_3$ 底 | 北东 | 1985 | 93 | 36 | 1200 | 3°～5° | 5°～25° | 22 | 小褶皱多 |
| $P_1^3$ 顶 | 北东 | 1191 | 62 | 27 | 1135 | 2.5°～4.5° | 8.5°～9.5° | 0 | |
| $Z_2$ 顶 | 北东 | 850 | 53 | 26 | 895 | 5.5°～3.5° | 11°～9.5° | 4 | 高点向西偏移10公里 |

震旦系气层是四川盆地地质年代最老的气层，据邻区同位素资料测定的年龄值为 600 ± 20 百万年到 700 ± 20 百万年，地质时代为上元古代震旦纪晚世，层位是上震旦统灯影组，上覆层为下寒武统九老洞组，两者为假整合接触。整个上震旦统由于上部受剥蚀，在威远地区厚度只有 650 米，可分为 4 个岩性段，自下而上是：① 震一段，为浅灰、灰绿色砂质白云岩夹蓝灰、紫红色泥岩及白云质砂岩，厚度为 11 ～ 14 米。② 震二段，深灰至灰黑色泥一细粉晶白云岩，夹薄层黑灰色泥岩，底部含砂质及硬石膏质，厚度为 73 ～ 77 米。③ 震三段，灰至深灰色葡萄状白云岩夹粉晶白云岩，厚度为 471 ～ 476 米。④ 震四段可分为两个亚段：震四$^1$亚段，为浅灰至灰褐色粉一细晶白云岩夹藻屑白云岩，厚度为 46 ～ 82 米；震四$^2$亚段，为浅灰一深灰色粉一细晶白云岩夹硅质云岩，藻屑云岩，局部含硬石膏质，厚度为 13 ～ 55 米，底部为蓝灰色泥岩(厚 2 ～ 7 米)。据区域沉积相研究，威远地区的上震旦统属浅海碳酸盐岩台地的潮坪相沉积。

隐藻白云岩是主要的储集岩，溶蚀孔隙、成岩变形构造缝洞和构造裂缝都发育，有效储渗层段累积厚度为90 米，占地层总厚的 14%，有效气层厚度由构造顶部向翼部变薄。有效储渗层段具有单层厚度小(一般厚度为 1 ～ 2 米)、层段数目多、层段间的致密岩厚度大

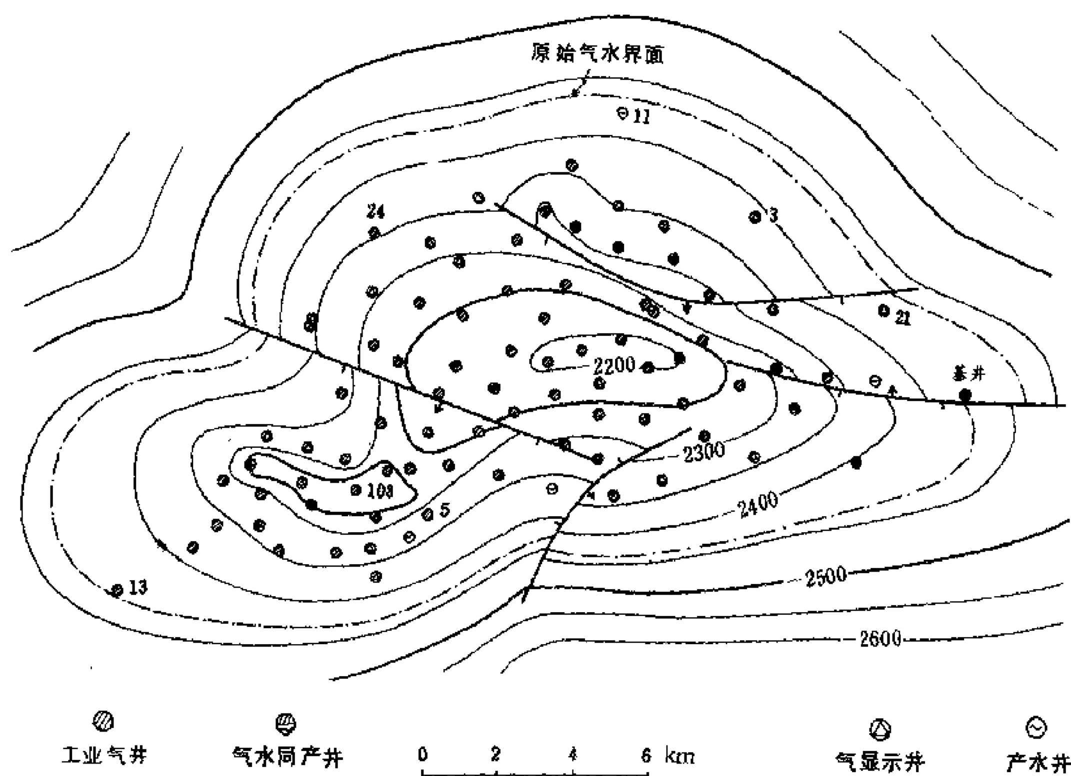



图 10－55 威远气田震旦系顶面构造图

等特点。有效储渗层段的孔隙度，经岩芯分析平均为 3.15%（最高达 9.16%），测井解释平均为 4.4%。岩芯统计（据 505 米岩芯）的面缝率平均为 0.15%，裂缝空隙度平均为 0.21%；岩芯分析的基质渗透率绝大多数都小于 $0.1\times10^{-3}$ 平方微米，动态资料计算的气井渗透率为 $1\times10^{-3}$ ～ $38\times10^{-3}$ 平方微米，后者主要是代表裂缝的渗透性。据对 1518 块岩芯的分析统计，全层段平均的基质孔隙度为 1.76%，全层总的平均空隙度为 1.97%。

震旦系气藏中有 4 个产气层，自上而下是：顶部裂缝段，位于震四段顶部，厚度为 0～ 4 米，横向连续性差，以威 2、5 井区较发育；上部缝、洞、孔层段，位于震四$^2$段中部，厚度为 5～ 7 米，孔隙度为 3.73%，横向分布较稳定；中部缝、洞、孔层段，位于震四$^1$段中部，厚度为 8～ 10 米，孔隙度为 4.5%，横向分布广，孔洞缝搭配良好，是气藏中最主要的储产层；下部缝、洞层段，位于震三段上部，厚度为 6～ 10 米，横向变化大，也是重要的储产层。由于穿层缝和断层的切割，几个层段在纵向上是相互连通的（图 10－56）。通过 3 次全气藏的干扰试验证明气藏内部都是连通的，属于统一的水动力系统。

气藏的井网基本上以等距插点的原则部署，在气藏中心部分的高产区，井网的密度大，而在翼部低产区，井网较稀。以 57 口生产井作统计，单井控制面积平均为 3.8 平方公里。如果考虑到储集层的不均质性强、连通性差、气藏内部压差很高、底水活跃、单井产气量小、采气速度低等特点，则目前的井网密度并不很高，还需钻一部分开发补充井。

震旦系气藏为底水缝－洞、孔型背斜圈闭的气藏，含气的储渗体为块状，含气面积 216 平方公里，气藏的最大高度为 244 米，平均高度为 84.35 米，原始气水界面海拔为－2434 米，原始地层压力为 295.33 巴。驱动类型为弱水驱－弹性气驱（主）的混合型。

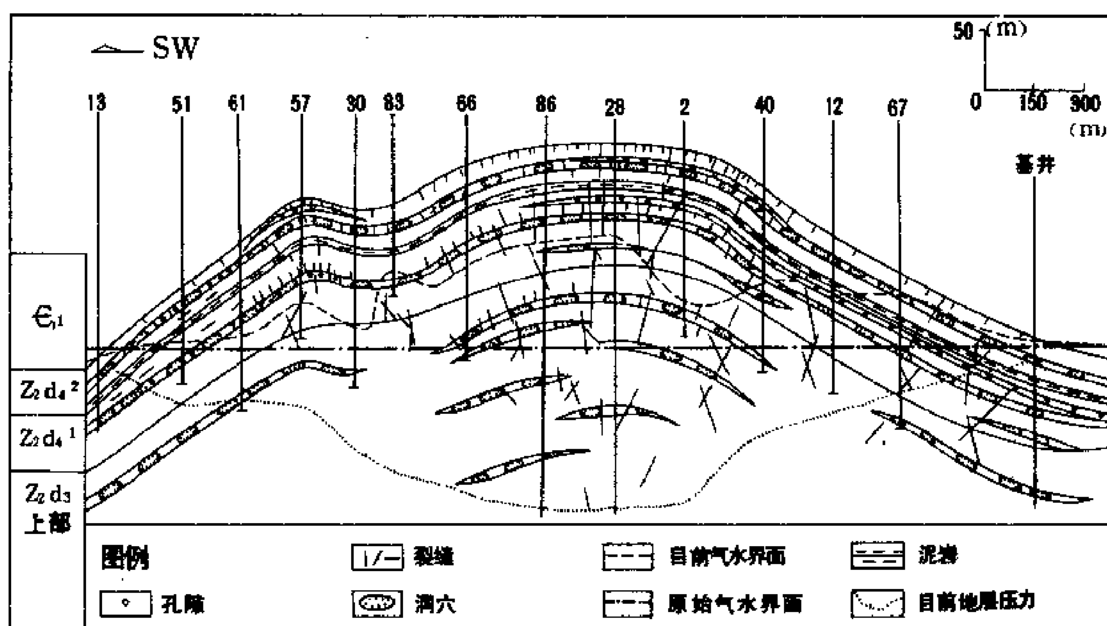



图 10－56 威远气田震旦系气藏纵剖面图

（剖面位置见图 10－55）

天然气成分中含有氦气、氩气、氮气和二氧化碳，并具有硫化氢含量高、甲烷含量低及重烃含量极微的特点。甲烷含量为85 ~ 87%，乙烷含量为 0.1 ~ 0.2%，氦气含量为 0.25 ~ 0.35%，氩气含量为0.03 ~ 0.06%，氮气含量为6 ~ 8%，二氧化碳含量为 4 ~ 5%，硫化氢含量为 0.95 ~ 1.4%（14 ~ 20 克／立方米），甲烷的 $\delta^{13}C$ 为 －31.1%，$\delta^{34}S$ 为 ± 14‰，可称之为富含惰性和酸性气体的天然气，与上覆各气层的气体性质有着显著的差异。地层水属 $CaCl_2$ 水型，$Cl^-$ 含量为 4600 ~ 4800 毫克／升，矿化度 75 ~ 81 克／升。地层水中含有微量元素，其中碘为 7 ~ 9 毫克／升，溴为 250 ~ 270 毫克／升，硼为 400 ~ 420 毫克／升。

从 1964 年 10 月以来，气藏的生产大致可分为 4 个阶段：

1）小产量试生产阶段（1964 年 10 月 ~ 1968 年 9 月）。1964 年 10 月威基井放空测试，1965 年 10 月威 2 井投产，日产气 5 万立方米，供防腐试验和碳黑厂用气；1966 年 10 月以后，威 2、5、9 井交替生产，日产气 20 ~ 30 万立方米，供碳黑厂及生活用气。本阶段生产气井有 3 口，其中气水同产井 1 口，累计产气 3.19 亿立方米，累计产水 8.8171 万立方米。

2）气产量上升阶段（1968 年 10 月 ~ 1975 年 10 月）。从 1968 年 10 月开始向成都市输气，由于开发井的增加（生产气井 24 口）和单井产气量的提高，日产气量由 28 万立方米增至 268 万立方米。同时由于以大压差进行生产，导致较快地产地层水，1970 年底首先在威 5 井产水，随后威 41、34、35、39 井等也相继出水，至 1975 年出水井达 18 口，气藏的平均日产水量为 80 立方米，最高达 302 立方米。单井采气量迅速下降，虽然不断补充新井，但产气量上升趋势已结束。此阶段累计产气 41.4 亿立方米，累计产水 20.39 万立方米。

3）产量相对稳定阶段（1975 年 11 月 ~ 1978 年 6 月）。新增气井 13 口，由于生产井数增多，而且又加大了气井的生产压差，故出现了短暂的相对稳产期，气藏日产气量为 300 ~ 360 万立方米。生产顶峰期为 1976 年 1 月，日产气 373 万立方米。另一方面由于气

藏顶部区的地层压力大幅度下降，导致底水活动加剧，气水同产井增加到23口，占当时累积投产气井(37口)的62.2%，阶段平均日产水量为686.47立方米，最高达1000立方米；而且从1976年起，威26、40、45、基9、24井等先后水淹，产气量递减加快，相对平衡消失，使气藏出现复杂和被动局面。此阶段采累计产气31.61亿立方米，累计产水65.9万立方米。

4)产量递减阶段(1978年7月~目前)。气藏的平均日产气量不断下降，由日产310万立方米降到1984年12月的日产79.4万立方米，以1984年为例，扣除新投产井的产气量后，老井的日产气量只有67.6万立方米，年递减了30.95%，如再扣除因人为措施增产的气量，则老井靠自身能量维持连续自喷生产的只有20口井，日产气量仅有46.4万立方米，气藏的自喷生产能力已越来越弱。本阶段的平均年递减率为21.4%，递减曲线特征属指数递减型，出水气井进一步增加到39口。尽管产气量急剧下降，而气藏水的活动并未减缓，日产水量一直维持在1000立方米左右，只是在1984年由于气水同产井水淹停产的井数增多，产水量才有所下降(1984年12月为日产水710立方米)，本阶段的累计投产气井达57口，但其中的水淹停产井已增加到22口。

由上述可知，底水的活动是影响气藏开采的主要因素。从1970年底威5井出水后，对底水的活动就给予了重视，并开始进行研究工作，对其活动特征也逐步加深了认识。可概括为以下几点：

1)随着气藏开发时间的延长和压差的增加，出水井增多，无水采气期缩短，产水量迅速上升，水气比增大。

2)底水活动的主要途径是裂缝，具有沿裂缝向上窜进的特点，局部地区可能还存在横向窜流，形成水锥与窜流的复合型活动。

3)由于储集层结构不同，出水井可分两类：一类是快型出水气井，特点是出水前气产量大、无水采气期短；出水前的征兆不明显，出水后水量大、来势迅猛，突发性强；出水时生产压差小，表现为气大、水大，并随着产水量的增加，井底回压增大，气井停喷。这类气井的产气层裂缝发育，在产气层段与底水层段之间有穿层缝或小断层连通，底水上窜的通道畅通。另一类是慢型出水气井，这类井的无水生产期较长(多在一年以上)，出水前有明显的征兆，如水中$Cl^-$含量逐渐增加、水气比增大、出水时井底生产压差高、水产量逐渐增大，但一般日产水量低于50立方米，这类气井的产气层段与底水层段之间的裂缝规模较小，联系的通道较曲折。

4)底水属于封闭性类型，与区域地层水无明显的联系。气藏的压力与产量关系图为一直线，说明无外界能量供给。气藏中心的地层压力在下降了160巴以上之后，气藏边缘的井只下降几个巴，而外围区的产水井则基本未下降。从历年的地层水性质分析来看，无任何变异；从区域地质条件看，也缺乏联系通道。

5)气藏的底水呈不均匀地上升，顶部地区上升的高度大(从小于53米到145米)，翼部上升小(4~80米)；同在顶部的各井差异也很大，如威2井生产18年，目前仍未出水，而威100井底水上窜的高度已达145米。

6)水淹停喷的气井通过排水采气的措施可以恢复自喷或重新产气，说明水淹范围只是井筒周围的裂缝系统，并未淹没全部产层。

1975年以后开展了化学堵水、地层水回注、泡沫排水、气举和机械排水等采气工艺试验。前一项试验用的是聚丙烯酰胺和水玻璃堵水，因未见效果而停止，后几项试验比较成功，特别是泡沫排水效果良好。

威远气田是四川盆地钻井最多、储量最大的气田，总结勘探开发中的经验教训，主要有：①中途测试是发现裂缝性油气层的重要措施。新区新层尤应重视中途测试工作。②威远气田是经历了28年"三上两下"后才发现的。对一个含油气构造的钻探，一两口井的失败或产大量地层水，不能对整个地区作出否定判断，要在分析已有资料的基础上重新做出评价。③气藏发现后，对地质资料的测取重视得不够，使勘探开发工作走了一段弯路。60年代钻的井绝大部分没有测井资料，取了岩芯的井也未能作试验分析，一度使后期的开发工作陷入被动。

威远气田的采出程度还较低，要提高最终采收率，下列课题还有待于作进一步的研究：开展以提高采收率、增加产量为中心的气藏综合研究；采用新技术，补取资料，开展动态测井，了解地层水的活动和分布的规律；地层水中含有多种有用的、经济价值很高的微量元素，在加强排水的同时，需研究地层水的综合利用问题，对气和水的开发进行整体考虑和研究。

## 第五节　川西北气区

川西北气区位于四川盆地的西部，包括川西和川西北，面积约3万平方公里。区域构造属川北低平褶皱带和川西低陡褶皱带，西侧与龙门山台缘断褶带毗连，北邻米仓山台缘凸起，东侧为川中平缓褶皱带和川西南低陡褶皱带，南接峨眉山、瓦山断褶带。区内地质构造相当复杂。

该区的石油地质勘探始于本世纪40年代初期，当时作过油气苗及地面构造的勘查工作，发现了海棠铺背斜，并于1945年7月28日在该背斜钻探江1井，1947年4月18日钻达井深1157.83米，完钻层位为中三叠统雷口坡组。钻进中见少量原油和天然气，未获工业性油气流。

50年代初期，作为四川盆地的重点勘探地区，全面开展了包括地面地质、重力、磁力、电法及地震等勘探工作。共发现地面构造30个、详查细测构造20个，并先后对海棠铺、三大湾、白马关和厚坝等4个构造进行了钻探，钻探井14口，均未发现工业油气流。60年代实行甩开钻探的方法，先后钻探了苏码头、油罐顶、三苏场、雾中山、双流重力高、大梁山、倒流河、新苏村、田坝、天井山、曾家河、飞仙关、大两会、南山岭等构造，均无发现。直到1971年地质矿产部在中坝构造发现了工业气流后，才打开了川西北地区的油气勘探局面。至1984年底，川西北地区已钻构造32个，完钻井达162口，发现气田3个、含气构造5个，获气的井共有56口，初步形成了一个含气区。

该区从开始钻探到发现工业气流共经历了26年，油气勘探工作艰苦、曲折，主要原因是油气田地质条件很复杂，表现在：侏罗系与三叠系之间存在不整合，上下构造变异很大；紧邻龙门山、米仓山和龙泉山等断裂带，褶皱强烈，地下断层发育，对油气藏的破坏作用大；目的层埋藏深，给钻探工作带来困难。

川西北气区从中侏罗统沙溪庙组到二叠系，在不同层位中都发现了工业性气流。下面重点介绍几个碳酸盐岩储集层（图10－57）。

中三叠统雷口坡组（Tr）。顶部因受印支期的剥蚀作用，厚度变化较大，一般为550～870米。由大套白云岩组成，顶、底部含膏质或有硬石膏夹层，并含泥质。纵向上可分为五段，底部的雷一段为白云岩与泥质白云岩薄互层，横向分布较稳定，可作区域对比的标志层。在台地边缘邻近龙门山断褶带附近保存有较全的雷五段（天井山灰岩），为一套浅灰－灰白色质纯石灰岩；向盆地方向则全被剥蚀。产气层为雷三段下部，厚100米左右，白云岩质纯、性脆，泥质含量小于3%，粒屑结构普遍，属台内粒屑浅滩相的产物，溶蚀孔洞发育，孔隙度一般为3～6%，是中坝气田的主要产气层。

下三叠统嘉陵江组(Tc)。厚度为800米左右，川南和川西南气区的嘉五、嘉四、嘉三、嘉二和嘉一等产气层，到了此区由于泥质含量都增加，粗结构岩类变薄或消失，孔、缝皆不发育，故储渗条件变差。

下三叠统飞仙关组(Tf)。主要为紫红色泥岩，底部和上部夹石灰岩，厚400米。河湾场气田在上部的飞三段鲕粒灰岩中见到较好的天然气显示，在此区的东北部是一可能的含气层。

上二叠统长兴组($P_2^2$)。在河湾场及九龙山地区属局限浅海台地相的石灰岩及硅质岩，生物含量多，溶蚀孔洞较发育，厚度为50米左右。河湾场气田在该层段已获得工业气流，九龙山构造的龙4井有强烈井喷，故它是有希望的勘探层段。由本区的北东到南西，泥质岩夹层增多，到大兴场一带变为以泥质岩为主的"沙湾型"沉积，储集条件极差。

下二叠统茅口组($P_1^3$)。由生物灰岩组成，侵蚀幅度变化很大，残余厚度由西南往东北方向逐渐变薄，最上部层位由阳三$^4$层逐渐被剥蚀到阳三$^2$层。溶蚀孔洞和裂缝发育不均，目前已在河湾场、大兴和老关庙等构造产出工业气流。在汉王场构造的汉1井发现阳三$^2$层有两段白云岩，晶间孔隙较发育，岩石物性比石灰岩好，厚度为80米，是有希望的储集层。特别需要提出的是老关庙基准井在茅口组测试获工业气流。关基井是目前国内最深的一口超深井，完钻井深7175米，在钻达本组上部(相当于阳三$^2$层)井深7154～7160米时发生井喷，放喷火焰高达10～15米，替入密度为2.18～2.25千克/立方米的泥浆后，漏失了31立方米，其中7156.62～7159.50米井段似有钻具放空，经测试日产气量为4.88万立方米，地层压力约1509巴，压力系数为2.15。它说明在地腹深处仍有缝洞存在，仍然有天然气，在7000米深处天然气还没有"死亡"的迹象，它为勘探深部天然气提供了肯定性的资料。

下二叠统栖霞组($P_1^2$)。由生物灰岩组成，质较纯，局部白云岩化强烈，形成白云岩层。汉王场1井发现次生白云岩厚度达52米，储集性能较好，大深1井测试获得工业气流。

**一、中坝气田**

中坝气田位于四川省江油县，属龙门山山前褶皱带中的一个低背斜。地表多被第四系覆盖，据零星露头显示，为一北东向鼻状构造。1966年地质矿产部第二物探大队经地震发现地腹有背斜圈闭存在，同年8月地质矿产部第二普查大队开钻川9井，未发现工业性油气流。1969年7月该队又钻了川19井，1971年12月13日在雷一段井深3696.5米处发生井喷，喷气和轻质原油(后来该井交四川石油管理局)，从而发现了中坝气田。1971年四川石油管理局对中坝构造进行地震详查，同年7月开始钻探，1972年11月在中4井须二段获工业气流，发现须二气藏。1972年11月四川石油管理局对川19井雷三段进行测试，获工业气流，又发现雷三气藏。至1984年底共完钻井61口，其中完钻于须家河组45口，雷口坡组13口，嘉陵江组3口；获工业气流的井有31口(须家河组24口，中三叠统7口)，发现须二、雷三2个气藏。钻探最深的井是中7井，井深达4200米，层位进入嘉陵江组下部(嘉三段)。至1984年底，累计产气31.26亿立方米。

中坝气田在区域上处于由盆地边缘向盆地内部过渡、由复杂的断裂带向低缓构造带变化的过渡带上。从侏罗系沉积前上三叠统须家河组被剥蚀情况分析，中坝构造在印支运动初期即为一背斜，后经喜山运动再次上升成为目前的构造形态。地面构造为一北东向鼻状构造——玻璃厂鼻状构造，轴线方向为190°～205°，东南翼陡，西北翼缓。从侏罗系向下到二叠系可分三个不同的构造层：侏罗系为燕山期形成的鼻状构造，近底部逐渐有圈闭出现；三叠系为一圈闭的背斜构造，主要产气层须二段和雷三段都有圈闭存在，形成了气藏(图10－58)；二叠系构造又复变缓，为一向南西倾没的构造鼻(表10～66)。中坝三叠系潜伏

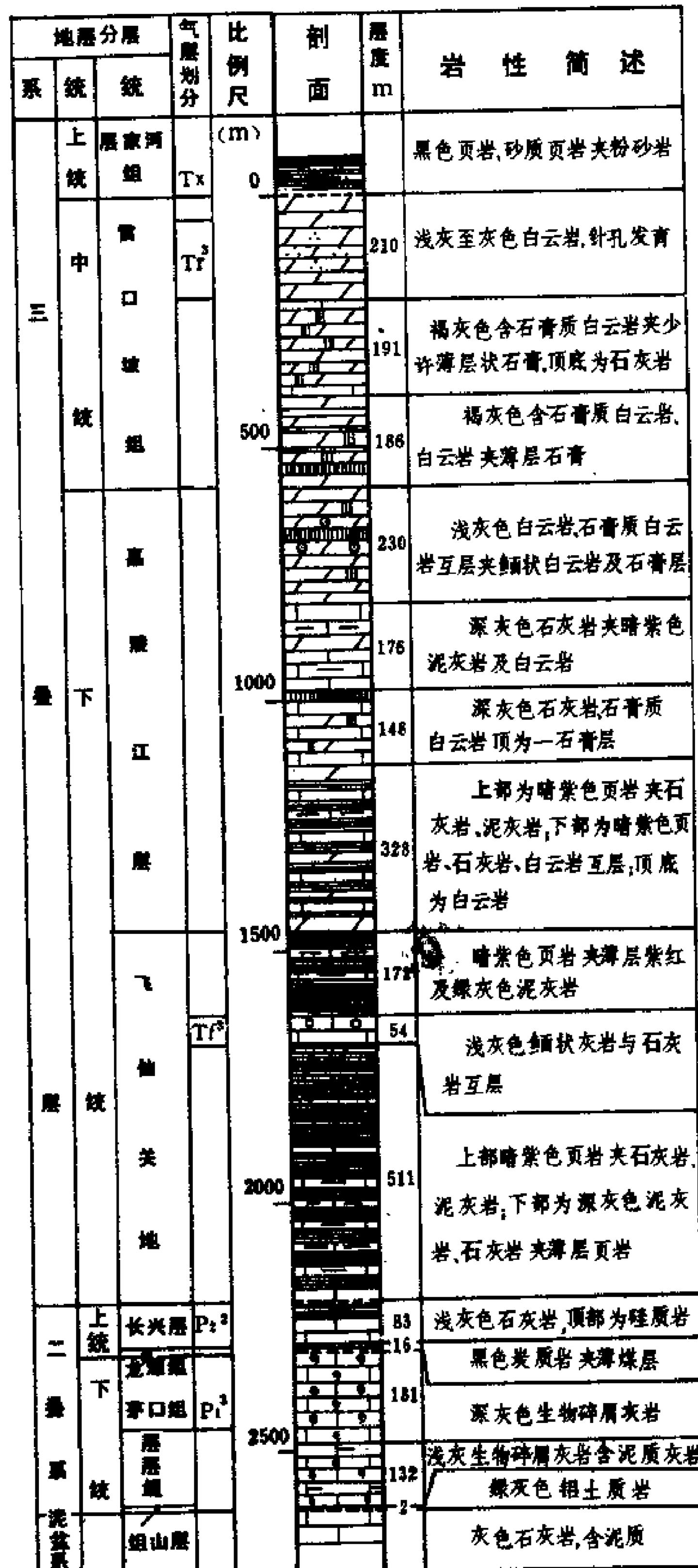



图 10－57 川西北气区二、三叠系柱状剖面图

表 10－66　中坝气田构造数据表

| 制图层 | 圈闭类型 | 闭合面积 (km²) | 长　轴 (km) | 短　轴 (km) | 闭合度 (m) | 高点海拔 (m) | 断层条数 | 两翼倾角 | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | | | | | 北西翼 | 南东翼 |
| $J_3$ 底 | 鼻状（未圈闭） | 0 | 8.0 | 2.0 | 0 | 600 | | 3°～9° | 10°～0° |
| Jq 底 | 背斜 | 5.5 | 4.5 | 1.1 | 80 | －1320 | | 15° | 26° |
| $Tx^2$ 顶 | 背斜 | 7.76 | 6.7 | 1.5 | 236 | －1664 | 4 | 20° | 28° |
| Tr 顶 | 背斜 | 7.79 | 8.5 | 1.2 | 306 | －2394 | 4 | 26° | 34° |
| $P_2^2$ 顶 | 鼻状 | 0 | 11.5 | 5.5 | 0 | | | | |
| $P_1$ 底 | 鼻状 | 0 | 8.5 | 5.5 | 0 | | | | |

背斜三面均被断层所限，东南翼为彰明逆断层，上部消失于千佛岩组，下部消失于嘉陵江组；西北翼为江油断层；北端为双河口逆断层。背斜构造内部也有一些断层，但规模小（图 10－59）。

下面重点介绍须二气藏和雷三气藏。

*1*. 须二气藏（$Tx^2$）。

储集层是一套浅灰—灰白色岩屑石英砂岩及岩屑长石石英砂岩，厚度为 291 ～ 402 米，平均为 342 米。沿轴线由北东向南西变薄。纵向上可四分：顶部为泥—细砂岩，较致密，泥质含量较重，厚度为 10 ～ 30 米；上部砂岩含砾石，间夹粉砂岩及粉砂质页岩，颗较分选中—好，厚层—块状，斜层理较发育，以孔隙式胶结为主，是气藏的主要产气层段，厚

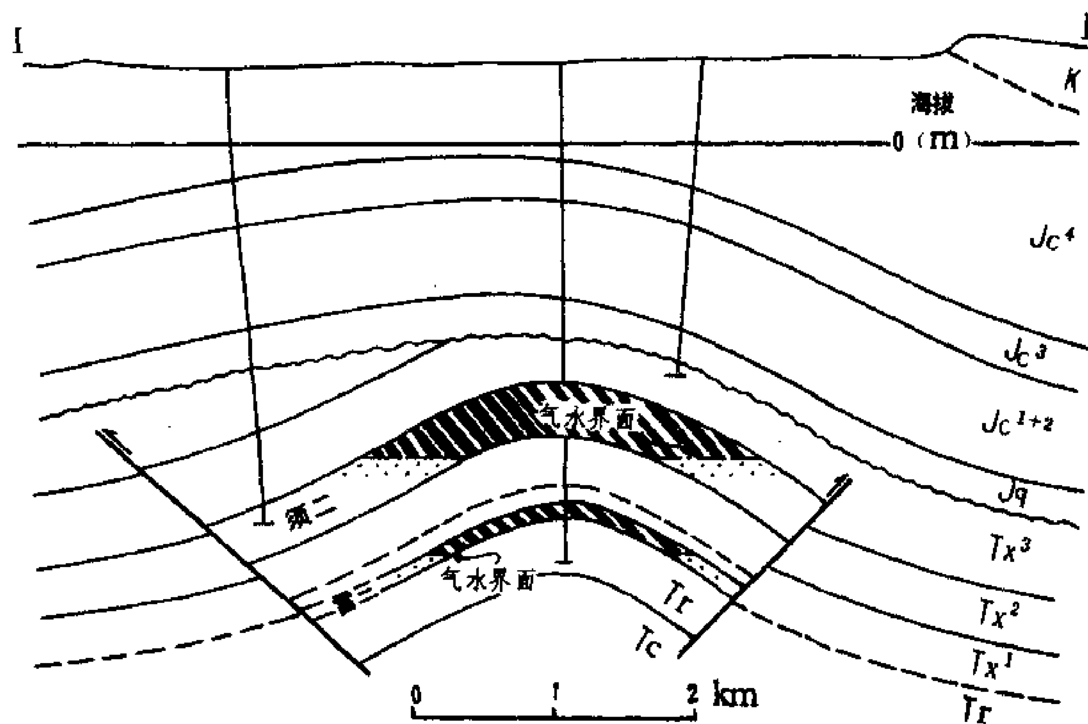



图10－58　中坝气田横剖面图
（剖面位置见图 10－59）

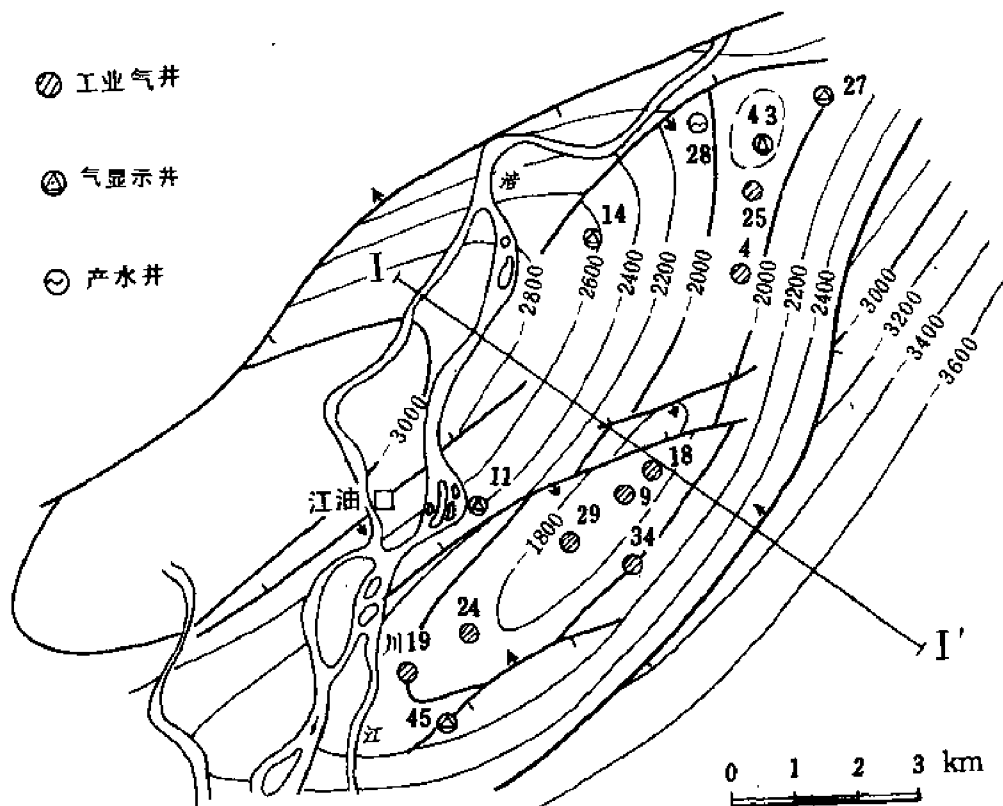



图 10-59 中坝气田须二段顶面构造图

约 110 米；中部为浅灰色中粒或中—细砂岩，厚度为 100 ～ 150 米，其底多见 1 ～ 5 米的砂质泥、页岩；下部浅灰色中—细粒砂岩，间夹薄层黑色砂质泥、页岩，厚 100 ～ 150 米。

须二段的岩性和厚度在背斜范围内有明显的变化，以背斜的顶部与外围相比，总的特点是背斜顶部砂岩的厚度相对较小，岩性较单一，粒度较细（主要为中粒砂岩），分选较好，泥质含量较低，是储集层物性最好的地区；外围地区则与此相反，储集层物性变差。据分析，是受沉积时地质构造的影响所致，因须二沉积时就显示了古背斜的雏形，背斜顶部也应是沉积地貌相对上隆、有利于形成储集岩的沉积区。

须二段砂岩为裂缝－孔隙型储集层，主要孔隙为粒间孔隙，次为晶间孔隙和溶孔，此外还有一些微裂缝。根据对 13 口井 1105 米岩芯所取的 2724 块样品进行分析的资料，须二砂岩孔隙度最高达 15.67%，最低为 0.65%，平均为5.62%；渗透率一般都小于 $1\times10^{-3}$ 平方微米，大于 $1\times10^{-3}$ 平方微米的样品仅占样品总数的 2.16%，总平均值低于 $0.2\times10^{-3}$ 平方微米。含气范围内砂岩的含水饱和度一般为 20 ～ 40%，气水过渡带与水层为 50 ～ 100%。根据岩性、物性、电性等资料，可将须二砂岩储集层分为 4 类，详细划分依据见表 10－67。据岩芯分析统计，Ⅰ类储集层约占 2%；Ⅱ类储集层约占 18%；Ⅲ类储集层约占 36%；其余的为Ⅳ类，即非孔隙性储集层将近占了一半（44%）。

据中 46、50 井岩芯和电性分析资料，储集层的有效厚度（以孔隙度大于 5% 的砂岩统计），分别为 202.8 米和 81 米，占取芯井段厚度的 55.9% 和 26.7%；Ⅰ类加Ⅱ类储集岩的厚度（以孔隙度大于 8% 计）分别为 87.2 米和 19 米，占取芯井段厚度的 24% 和 6%。有效储集岩主要分布在储集层的上部，各类储集岩（包括致密的非有效砂岩）呈薄层相间出现。储集层在横向上连续性差，多为透镜状或分支交叉状。

**表10－67 中坝气田须二段储集岩划分表**

| 项目 | | 储集层类别 数值 I 类（好的储集岩） | II 类（较好储集岩） | III 类（较差储集岩） | IV 类（致密砂岩） |
|---|---|---|---|---|---|
| 岩性 | 中粒砂岩比例（%） | 75以上 | 60～75 | 30～60 | 小于30 |
| 岩性 | 胶结物含量（%） | 小于10 | 10～15 | 15～20 | 大于20 |
| 物性 | 孔隙度（%） | 小于12 | 8～12 | 5～8 | 小于5 |
| 物性 | 渗透率（$10^{-3}\mu m^2$） | 0.8～14.0 | 0.1～0.8 | 0.05～0.1 | 小于0.05 |
| 电性特征 | 自然电位 | 明显偏低 | 偏负 | 无显示 | 偏正 |
| 电性特征 | 自然伽马 | 低 | 低 | 中 | 较高 |
| 电性特征 | 电阻率 | 低或较低 | 较低 | 中或较高 | 高或很高 |
| 压汞 | 平均孔喉半径（$\mu m$） | 1.90～1.60 | 1.00～0.26 | 一般 0.03～0.63 | 小于0.04 |
| 铸体面孔率（%） | | 大于10 | 4～6 | 1左右 | 小于0.5 |
| 薄片面孔率（%） | | 3～4 | 1～2 | 0 | 0 |

裂缝是主要渗滤通道，须二砂岩以构造缝为主，分为张性缝和扭性缝两类。据中46、50井岩芯观察，在总长为602.18米的岩芯中，只有37米的岩芯中见到裂缝，占岩芯总长的6.1%。通过一些高产井的分析，产气层段都有井漏或井喷、或岩屑中出现透明石英和方解石等显示，说明裂缝发育的产气层段厚度较薄，纵向上主要分布在储集层的上部。

须二砂岩的基质渗透率很低，故需要有裂缝搭配时才能形成工业产能。孔、缝的搭配与产能之间的关系一般有以下几种情况：① 无Ⅰ、Ⅱ类储集岩，且孔隙度平均为5%左右的层段，若无裂缝或只有扭裂缝时，则多为干井或微产量气井，不具备工业价值（中18、43井）；② 虽有Ⅰ、Ⅱ类储集岩，但其厚度不大，且又无裂缝的层段，一般只产少量天然气（中17、20井）；③Ⅰ、Ⅱ类储集岩的层数多，厚度大（累计厚度为60～85米），孔隙度达8%以上的层段，虽无裂缝也可获得中等产量的气井（中52、44、9井）；④ 孔隙条件差，但张裂缝相当发育的层段，一般可获得中等产量的气井（中19、35井）；⑤ 孔、缝都发育，Ⅰ＋Ⅱ类储集层的厚度达到20～60米以上的层段，则往往形成高产气井（中29、34井）。

通过对岩芯、录井、测井、试气资料的综合分析，结合地面裂缝调查，裂缝在平面上的分布可划分为两个高渗透区、一个中渗透区和一个低渗透区（表10－68）。

须二气藏为具有边水的背斜圈闭气藏，原始气水界面为－2200米，原始地层压力为270.14巴，压力系数为1.07。

须二气藏流体性质：天然气一般微含或不含硫化氢，重烃含量较高。构造的不同部位天

表10－68 中坝气田须二气藏裂缝分区表

| 裂缝分区 | 分区范围及面积 | 裂缝发育特征 |
| --- | --- | --- |
| 东南翼弧形高渗区 | 中35井经中19、37、31、34井至中32井，长7公里，宽0.3公里，面积为4平方公里 | 北西向和北东向的张性缝，钻井中多漏失泥浆及见方解石晶粒，中一高产井多 |
| 鞍部高渗区 | 中3井经中4井至中22井两侧，长3公里，宽0.7公里，面积为2平方公里 | 张扭性缝发育，钻井中漏失多，高一中产井多 |
| 背斜轴部中渗区 | 背斜轴线两侧，长8公里，宽0.6公里，面积为5平方公里 | 纵张及横张缝为主，多为中、低产井，个别高产井 |
| 西北翼低渗区 | 长约9公里，宽1公里，面积约为9平方公里 | 无张性裂缝，水或气产量均低 |

表10－69 中坝气田须二段天然气成分表

| 分区 | 井号 | 甲烷(%) | 重烃(%) | 密度($kg/m^3$) | 二氧化碳(%) | 临界温度(K) | 临界压力(bar) | 构造部位 |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| 气区 | 中4井 | 89.52 | 9.14 | 0.627 | 0.04 | 203.5 | 46.35 | 北端 |
| | 中4井 | 91.04 | 8.10 | 0.6153 | 0.46 | 201.91 | 46.37 | 北端 |
| | 中18井 | 92.43 | 6.78 | 0.6029 | 0.01 | 199.54 | 46.33 | 高点 |
| | 中2井 | 90.54 | 8.06 | 0.6153 | 0.41 | 201.3 | 46.29 | 南端 |
| | 中34井 | 88.76 | 10.48 | 0.644 | 0.34 | 206.8 | 46.36 | 东南翼 |
| 过渡带 | 中7井 | 87.69 | 10.93 | 0.6434 | 0.66 | 208.61 | 46.38 | 南端 |
| | 中7井 | 87.33 | 12.23 | 0.651 | 0.03 | 208.8 | 46.24 | 南端 |
| 水区 | 中11井 | 83.26 | 15.72 | 0.6758 | 0.06 | 213.15 | 46.07 | 西翼外围 |
| | 中14井 | 83.34 | 15.25 | 0.6829 | 0.32 | 213.47 | 45.03 | 西翼外围 |
| | 中13井 | 80.28 | 16.33 | 0.6908 | 0.04 | 212.51 | 45.81 | 东翼外围 |
| | 中30井 | 81.99 | 12.43 | 0.679 | 0.19 | 206.6 | 45.48 | 西翼外围 |
| | 中6井 | 81.98 | 12.34 | 0.692 | 2.62 | 210.6 | 46.54 | 西翼外围 |

然气成分有变化，在含气区气体性质基本相似，重烃含量低、密度小；气水过渡带重烃含量增加，密度增大；水区主要为溶解气，重烃含量、密度均较前两区有增加（表10－69）。凝析油的密度一般均小于0.78千克／立方米，含汽油量大于75%，不含有机硫。地层水的$Cl^-$含量为38578毫克／升，含钡，无$SO_4^{2-}$，矿化度为65.21克／升，属$CaCl_2$水型。

须二气藏1973年8月投产，1978年7月该气藏投入全面开发，至1984年底，共完钻

井45口，其中获气井共24口，投产井21口，累计产气26.58亿立方米，累计产水29751立方米。1978年是气藏产量的高峰，日产气达133～135万立方米，至1979年气产量开始下降，地层水的活动加剧，气水同产井增多，北区的中7、35井被水淹。1984年共有气水同产井3口（中3、4、36井）。

由于中18井逆断层把背斜分成南北两个部分，形成了气藏南、北两个互不连通的系统。

2. 雷三气藏（$Tr^3$）

在中坝地区雷口坡组厚550～590米，岩性为大套白云岩，中下部夹石膏质白云岩与薄层硬石膏，顶部被剥蚀。纵向上由新到老分为雷三段、雷二段和雷一段。雷三又可分上、下两亚段：雷三上亚段为白云岩含膏质和泥质，岩石致密，为非气层，钻井揭示厚度为93～115米，横向岩性较稳定；雷三下亚段厚度为99～112米，为灰色针孔粉晶藻屑白云岩和粉晶白云岩，粒间、粒内、晶间孔隙都发育，是主要产气层。雷二段可分上、中、下三个亚段，钻井揭示厚度分别为79、28、85米。岩性上、下亚段均为深褐灰色膏质白云岩，中亚段为深灰—浅灰去白云化灰岩，顶部有6～7米厚的硬石膏。孔隙度平均为1.1%，裂缝均被膏质充填，储渗性能差，仅中7井产微量天然气。雷一段一般厚200米，为褐灰色泥—粉晶膏质白云岩，泥质白云岩、白云岩夹硬石膏及页岩，川19井取芯发现，孔隙和裂缝多被膏质充填，钻井中虽有不同程度的油气显示，但经完井测试未获工业气流。

雷三下亚段是雷三气藏的产气层段，距雷口坡组顶面距离为90～100米。须家河组底部的泥岩、页岩及雷三上亚段的泥晶白云岩均可作气藏盖层，其储盖组合关系列于表10－70中。

据8口取芯井（芯长380米）及测井资料分析，雷三储集层基质孔隙度一般为2～5%，平均为4.38%；基质渗透率一般小于$1\times10^{-3}$平方微米；由试井资料计算的渗透率为$1\times10^{-3}$～$25\times10^{-3}$平方微米，含水饱和度为19～32%，有效厚度平均为74米。据岩芯观察，溶蚀孔隙发育的层段往往有水平裂缝分布，而立缝和斜缝则少见。

表10－70 中坝气田雷三气藏的储盖组合表

| 层 位 | 岩 性 | 厚 度 (m) | 储渗性能 | 组合关系 |
|---|---|---|---|---|
| $Tx^1$段 | 泥岩及页岩 | 150 | 极差 | 盖层 |
| $Tr^3$上段 | 致密白云岩 | 100 | | |
| $Tr^3$下段 | 针孔白云岩 | 100 | 好 | 储集层 |
| $Tr^2$段 | 膏质白云岩 | 200 | 极差 | 底层 |

根据孔隙发育的程度，可将雷三下亚段储集层分为5层，由上面下是：第（5）层，溶孔发育，孔隙度为3.61%，渗透率小于$1\times10^{-3}$平方微米，厚度为22米；第（4）层，溶孔极发育，孔隙度为5.57%，渗透率小于$1\times10^{-3}$平方微米（个别可达$4\times10^{-3}\mu m^2$），厚度为48米；第(3)层，溶孔不发育的致密白云岩，孔隙度为2.55%，渗透率小于$1\times10^{-3}$平方微米，厚度为3.5米；第（2）层，溶孔较发育，孔隙度为3.83%，渗透率小于$1\times10^{-3}$平方微米，厚度为15.5米；第（1）层，致密白云岩，孔隙中有膏段充填，孔隙度为2.43%，渗透率小于$1\times10^{-3}$平方微米，厚度为11米。可见孔隙在纵向上分布不均。在横向上的连续性也较

差，难以对比。

雷三气藏具边水，原始气水界面海拔为－2871米，原始地层压力为352.8巴（绝），压力系数为1.15，气层温度为88.3摄氏度（中40井，井深为3121.7米）。

雷三气藏的流体性质比较特殊，天然气和地层水中的硫化氢含量都很高，与上下邻层有明显的差别（表10－71）。高硫化氢的含量可能与印支侵蚀期含 $SO_4^{2-}$ 水的渗入有关。

表10－71　中坝气田流体性质对比表

| 层位 | 天然气 | | | | | 地层水 | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | 甲烷(%) | 重烃(%) | 硫化氢(%) | 密度($kg/m^3$) | 井号 | $Cl^-$(mg/L) | 矿化度(g/L) | 水型 | 井号 |
| $Tx^2$ | 90.43 | 6.18 | 0.00 | 0.624 | 中18 | 38626 | 65.28 | $CaCl_2$ | 中7 |
| $Tr^3$ | 84.42 | 4.57 | 6.86 | 0.673 | 中42 | 69107 | 117.17 | $CaCl_2$ | 中7 |
| Tr | 82.86 | 14.59 | 0.00 | 0.627 | 川22 | 2002 | 4.93 | $Na_2SO_4$ | 川19 |

雷三气藏于1982年3月投入试采，目前雷三气藏共有9口井，其中产工业气流的井有7口，主要的生产气井有5口（中21、23、24、40、42井），日产气60～75万立方米，日产凝析油50吨左右，生产较稳定，气藏各井同期的折算地层压力基本一致（表10－72），表明气藏在原始状态下是属同一压力系统。开采中各井连通也较好。从1983年5月～1984年5月关井求压看，气藏平均地层压力已从337.38巴降至327.41巴，下降了9.96巴。生产井中中40井的情况最好，日产量大，生产压差小；中42井较差，生产压差大，单位压降采气量小。

表10－72　中坝气田雷三气井地层压力对比表

| 井号 | 测压日期 | 井口稳定套压(bar) | 地层压力(bar) | | 备注 |
|---|---|---|---|---|---|
| | | | 计算值 | 实测值 | |
| 中21 | 1982、3、15、 | 268.81 | 350.99 | 350.42 | 中42井井底有积液，故地层压力值低，但关井压力与其它井接近 |
| 中23 | 1982、3、15、 | 272.82 | 353.41 | | |
| 中40 | 1982、3、15、 | 271.57 | 352.25 | 353.38 | |
| 中42 | 1982、3、15、 | 271.51 | 344.87 | 352.75 | |
| 平均 | | | 352.23 | 352.19 | |

至1984年底，雷三气藏累计产气4.68亿立方米。当前要注意挖掘现有气井的潜力，控制好采气速度，合理利用地层能量，减少边水影响，使气藏稳产时间延长，获得较高的采收率，避免边水过早侵入气藏而造成气井水淹。

## 二、河湾场气田

河湾场气田位于广元县。1953年进行1：2.5万地质细测，1971年进行地震详查，

1972 年开始钻探河 1 井，次年发现上二叠统长兴气藏。钻探最深的井是河 6 井，井深达 4003 米，层位为泥盆系。至 1984 年底，共完钻井 12 口，其中获气的井有 4 口，探井成功率为 30.7%。共获阳三（茅口组）、长兴两个气藏。该气田至1984 年底，累计产气1.081亿立方米，累计产水 15640 立方米。

河湾场背斜呈北东向展布，地面构造褶皱平缓，为低丘状，核部出露上沙溪庙组，构造保存较完整，仅见几条小断层，两翼基本对称。上下构造基本符合，但往下闭合度和闭合面积增大（表 10－73），并有断层出现，以致二叠系的构造不甚完整，南翼受断层切割，为背斜与断层的复合圈闭。两翼断层的断距一般为 100 ～ 200 米，最大为400 米（图 10－60）。

表10－73　河湾场气田构造数据表

| 制图层 | 轴向 | 闭合面积 ($km^2$) | 长轴 (km) | 短轴 (km) | 闭合度 (m) | 两翼倾角 | | 断层条数 | 上下构造符合情况 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | | | 北翼 | 南翼 | | |
| $Jc^2$ 下部 | 北东 | 93.0 | 7.6 | 1.9 | 80 | 6°～11° | 6°～11° | | |
| Tr 顶 | 65° | 22.3 | 11.0 | 2.0 | 160 | 11° | 13° | 1 | 高点较地面偏北 150 ～ 200 米 |
| $P_2$ 顶 | 65° | 22.8 | 15.0 | 2.0 | 230 | 8°～10° | 17° | 3 | 高点较地面偏北 500 米 |

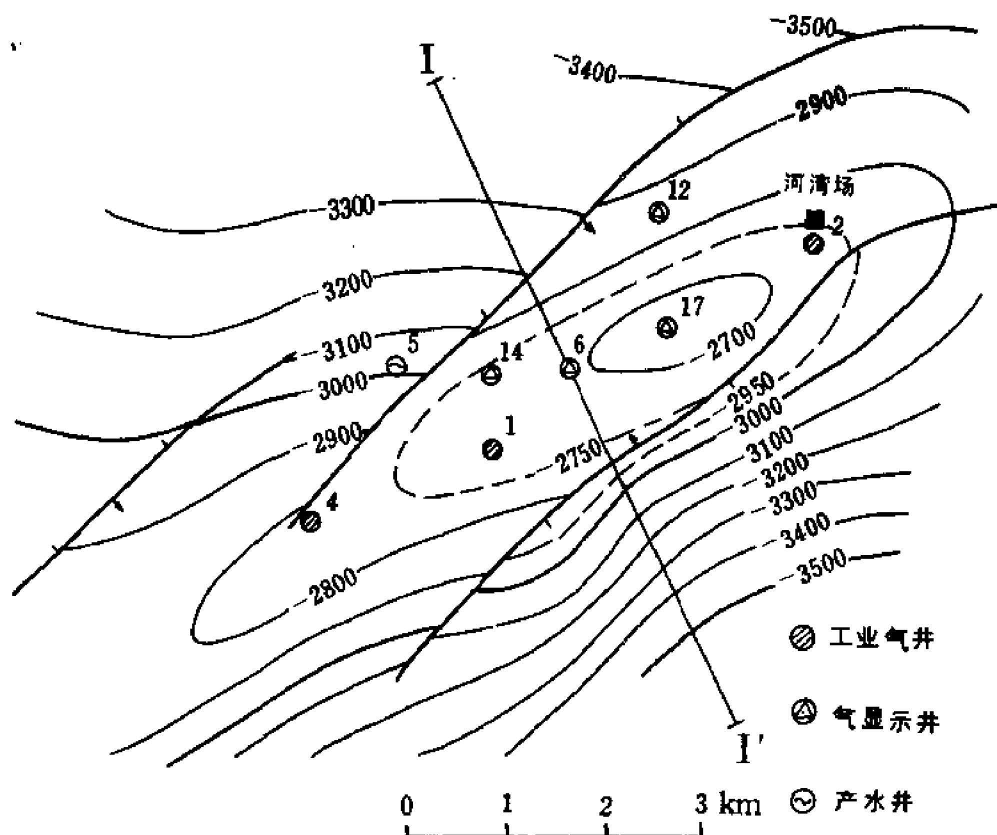



图10－60　河湾场气田下二叠统顶面构造图

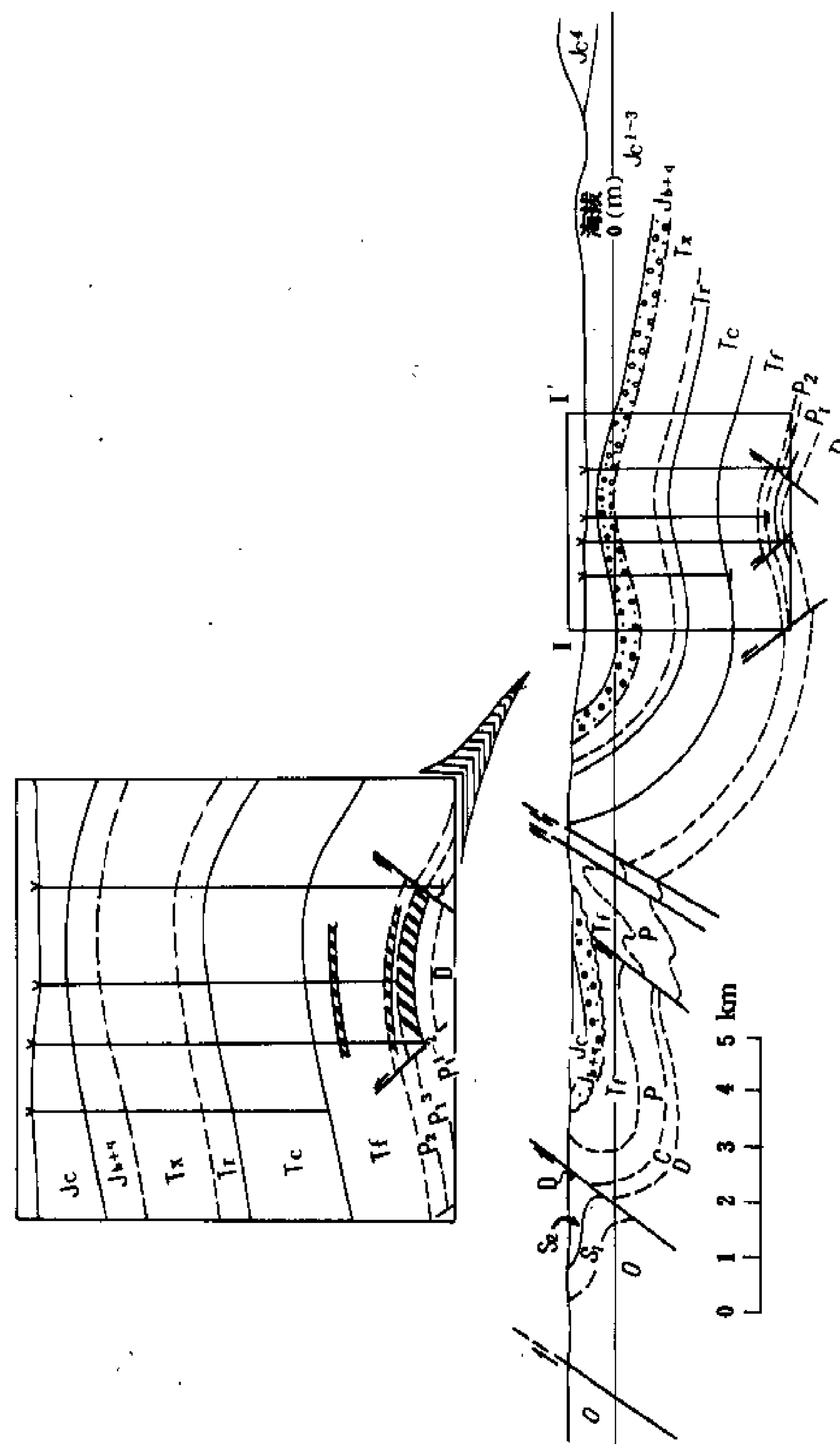



图10－61 河湾场气田区域构造剖面图

(剖面位置见图10－60)

该构造处于区域构造变化带上，在其北西翼隔一狭小向斜与龙门山断裂带相接(图10－61)，据钻探证实，侏罗系与其下的三叠系已逐渐过渡为假整合接触。从古构造上看，河湾场构造处于天井山古隆起的东斜坡，须家河组直接盖在雷三段之上，据中、下三叠统残余厚度图资料，河湾场地区有一个隆起幅度50～100米的小圈闭，轴向为50°～55°，说明今古构造大体相近，具有继承性。

*1*．长兴气藏 ($P_2^2$)

上部为灰黑色硅质岩与硅质灰岩，下部为灰褐色细—粉晶生物碎屑灰岩，厚度为80～90米，孔隙度与渗透率均低，孔隙度平均小于1%。但在钻井中产层段常见井漏显示和方解石含量增多的现象，证明裂缝较发育，属裂缝－孔洞储集类型。1973年5月河1井在井深3305～3206米段对长兴组中途测试，日产气量为45.95万立方米，原始地层压力为335.58巴，压力系数为1.04。长兴气藏于1977年2月投产，仅有1口气井(河1井)，日产气量为2万立方米左右。1981年后井口压力开始下降，日产气量为1.2万立方米，井开始产水，至同年12月井口套压已由159.06巴降到154.75巴。该气藏至1984年底，累计产气0.45亿立方米，累计产水948立方米。

*2*．阳三（茅口组)气藏 ($P_1^3$)

储集层岩性为深灰色生物碎屑灰岩，厚180米左右，产气层段主要在上部的100米，以生物含量较高(>40%)、泥质含量少(5～8%)为特征。1975年9月在河2井井深3485.6～3348米段对阳三段进行测试，日产气量为8.8万立方米，发现了阳三气藏。钻至阳新统的井共7口，其中获气的井有3口(均沿背斜的轴线分布)，产水井1口(河12井)，其余的为干井。河12井位于北翼断层带附近，产水层海拔为－3000米左右，层位为阳三$^2$。气层原始地层压力为342.73巴，压力系数为1.02。

阳三气藏于1978年5月投产，投产井2口(河2、3井)，为气水同产井。至1984年底，全气藏累计产气6278.9万立方米，累计产水14690立方米，水气综合比为2.34吨每万立方米。河2、3井产气层海拔分别为－2940米和－2847米，测试时产纯气，但投产后不久即产地层水，结合河12井产水层海拔来看，推断气水界面海拔在－2950米至－3000米左右。

**表10－74　河湾场气田二、三叠系流体性质对比表**

| 层位 | 水 | | 天然气 | | | | | | | 备注 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | 总矿化度(g/L) | 水型 | 密度($kg/m^3$) | 甲烷(%) | 重烃(%) | 硫化氢(%) | 二氧化碳(%) | 临界温度(K) | 临界压力(bar) | |
| Tx | 5.32 | $NaHCO_3$ | | | | | | | | 产水 |
| Tr | 1.29 | $Na_2SO_4$ | | | | | | | | 产水 |
| Tc | 3.28 | $Na_2SO_4$ | | | | | | | | 产水 |
| Tf | 39.38 | $Na_2SO_4$ | 0.584 | 93.11 | 0.41 | | 0.988 | 187.1 | 45.6 | 产气有轻质油 |
| $P_2^2$ | 21.98 | $NaHCO_3$ | 0.572 | 96.85 | 0.76 | 0.24 | | 190.7 | 46.2 | 产气 |
| $P_1^3$ | 26.62 | $CaCl_2$ | 0.571 | 97.73 | 0.71 | 0.06 | 0.55 | 190.1 | 46.1 | 产气 |

从河湾场气田各组地层的气水分析资料（表10－74）中可以看出，飞仙关组以上地层水的矿化度较低，油气保存条件较差。而飞仙关以下地层水的矿化度较高，油气保存条件相对较好。钻探证明目前在嘉陵江组以上地层主要产淡水，水量大，矿化度低，未获油气；而在二叠系长兴组、阳三段均获工业气流。下三叠统嘉陵江组以上地层产淡水的主要原因是由于三叠系距地表露头近，露头至构造间无大断裂遮挡，中间仅有一低缓向斜相隔，地表水与其直接连通，破坏了油气的保存条件。但地腹下三叠统飞仙关组以下地层有断层，起到了阻挡和限制地面水渗入的作用，特别是飞仙关组的二、四段有大套的泥、页岩是良好的盖层，钻探证明飞仙关组上部飞三段鲕状灰岩中已见油气显示，河12井经测试日产气3370立方米。

三、大兴西气田

大兴西气田位于蒲江县的大兴乡和成佳乡境内，地处丘陵地带。1971年四川石油管理局地质调查处在区域地震剖面上发现大兴潜伏隆起，同年9月进行地震详查，证实为一大型潜伏鼻状构造。1977年5月开始钻探大2井，同年6月在中侏罗统沙溪庙组发现工业气流，日产气2.6万立方米。其后又在下侏罗统自流井群和上三叠统香二组获得工业气流。至1984年底共完钻井12口，其中完钻于沙溪庙组2口，自流井群5口，香溪群5口。共发现两个气藏，沙溪庙一自流井气藏和香二气藏，以下分别简称为“浅层”气藏和“深层”气藏。获气井共5口（沙溪庙组和自流井群为大2、浅5、大3井，香二组为大4、5井），钻井成功率46.15%。至1984年底，该气田累计产气0.28亿立方米。

大兴西构造是大兴背斜向北突出的鼻状构造。地表被第四系覆盖，属潜伏构造性质。轴线近南北，与轴向为北东向的大兴主构造斜接。大兴西鼻状构造是受大兴西断层和大兴断层切割而抬起的地垒式构造，为断层圈闭类型（图10－62）。该构造以香二层顶面海拔－2600米计算，断层封闭的面积为8.3平方公里，封闭高度为230米（表10－75）。大兴西断层和大兴断层是控制大兴西气田的两条断层，前者走向近南北，断距较小，后者走向为北北西到近南北，断距由南向北由50米增加到600米，向上消失于上侏罗统蓬莱镇组的顶部，向下消失于中三叠统雷口坡组（表10－76）。这两条断层走向接近，倾向相反，其间所夹的

表10－75　大兴西气田构造数据表

| 制图层 | 轴向 | 封闭面积 ($km^2$) | 长轴 (km) | 短轴 (km) | 封闭高度 (m) | 备　注 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Jt 顶 | 南北 | 17.8 | 9.0 | 2.5 | 180 | 均为断层 |
| $T^2h$顶 | 南北 | 8.3 | 8.5 | 1.3 | 230 | 封闭 |

表10－76　大兴西气田断层数据表

| 断层名称 | 位置 | 走向方位 | 延伸长度 (km) | 断面倾角 | 断距 (m) | 备　注 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 大兴断层 | 南起成佳以东 | 北北东—南北—北北西 | ＞20 | 西倾 32° | 50～＞600 | 向上消失于上侏罗统，向下消失于上三叠统 |
| 大兴西断层 | 大兴断层以西1.2公里 | 南北 | 8 | 东倾 60° | 最大达200 | 向上消失于中侏罗统，向下消失于上三叠统下部 |

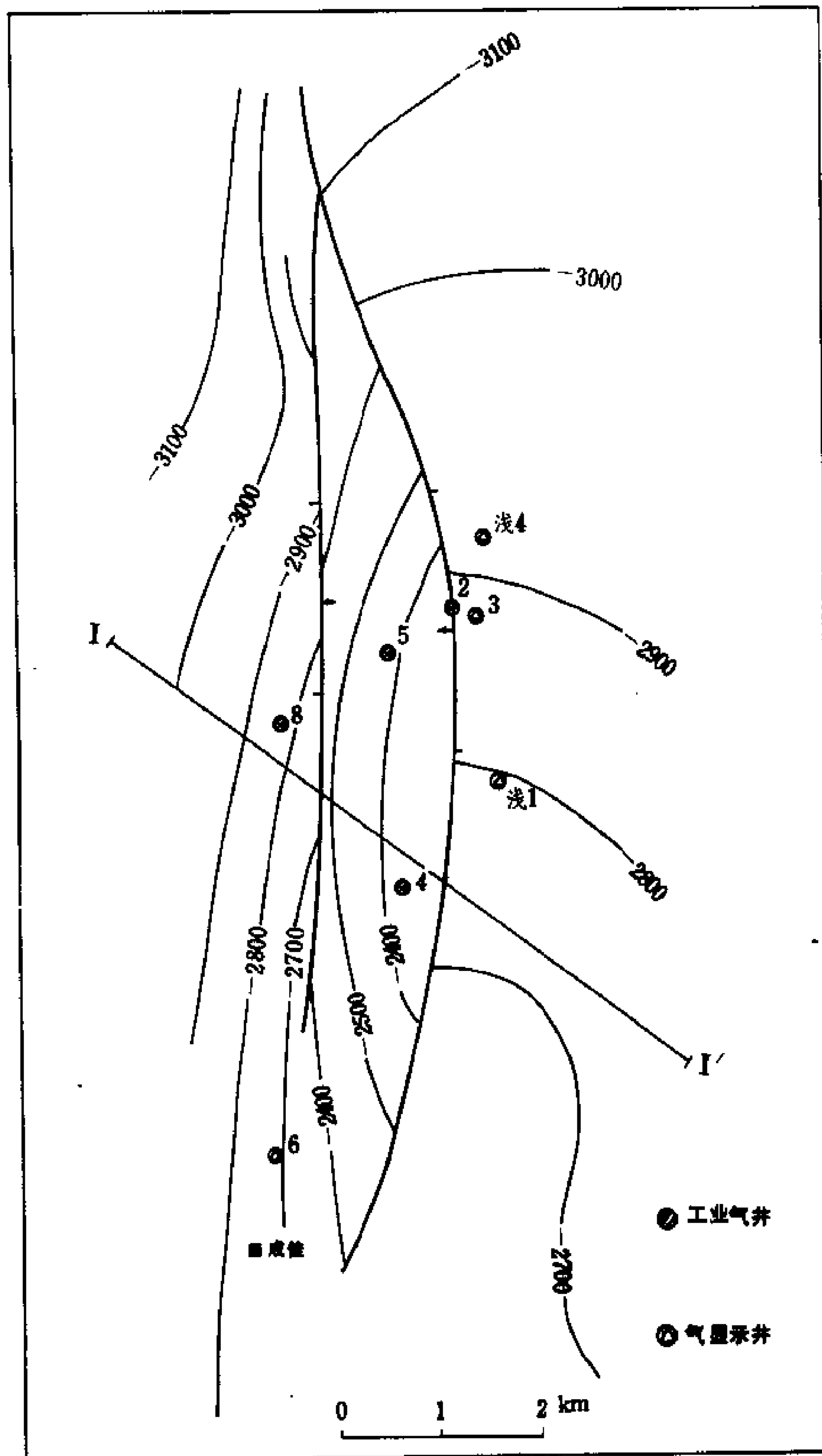



图10－62　大兴西气田香二组顶面构造图

地块呈断垒式抬起（图10－63）。断垒的东西两侧为断层封闭，北端由两断层相交封闭，西南端则为地层下倾封闭。

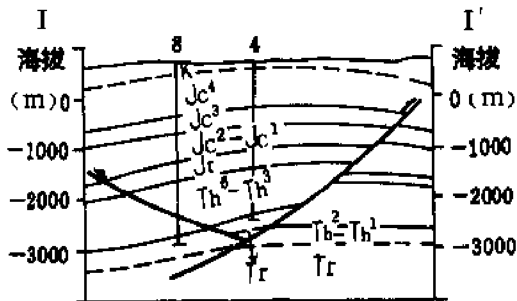



图10－63　大兴西气田构造横剖面图

（剖面位置见图10－62）

大兴西气田地层较新，由上而下的层系是：第四系冲积层，厚度为0～40米；白垩系砂岩，厚度为80～370米；上侏罗统蓬莱镇组，为棕红色泥岩夹砂岩，厚度一般为700～900米，钻进中无油气显示；中侏罗统遂宁组，以棕红色泥岩为主，夹砂岩层，厚度为250～300米；中侏罗统沙溪庙组，为砂、泥岩互层，厚度为500～590米，钻进中油气显示较普遍，在大2、浅5井测试获工业气流；下侏罗统自流井群，由泥岩夹砂岩组成，厚度为250～290米，在大3井、浅1井测试获工业气流；上三叠统香溪群为砂岩与黑色页岩互层夹煤层，厚1178米，是气田的主要产气层。

香溪群中香二气藏的储集层岩性为块状砂岩夹页岩，厚度为130～170米，在气田内由南至北，由东向西逐渐增厚。储集层中砂岩占80%以上，所夹页岩中有两套横向较稳定，第一套距香二段顶30米左右，厚度为3.5～6.5米；第二套页岩距香二段顶70～80米，厚度为3～6米，可作为小层对比的标志层。砂岩的石英含量较高，一般在65%以上，但次生加大现象较为普遍，这是致使香二段砂岩物性降低的重要原因。香二段砂岩的储、渗性能属低孔隙度和低渗透的类型，据对3口井253米岩芯447块样品的分析，孔隙度最高达7.51%，最低为0.64%，平均为2.97%；渗透率多小于$0.01\times10^{-3}$平方微米，有裂缝者渗透率可达$300\times10^{-3}$平方微米。含水饱和度为53～72%。据压汞资料分析，排驱压力一般大于13巴，饱和中值压力大于50巴，喉道半径也多小于0.5微米，属于很差的储集岩类型。

砂岩岩芯中可见两类裂缝，一类是沿层理发育的平缝，常呈千层饼状，如大5井岩芯中有7个平缝发育的层段，累计厚度为6.3米，占该井岩芯总长的7%；这种平缝对地下流体储集和渗滤可能有一定的作用。另一类是构造缝，与层理垂直或斜交，岩芯中数量少，零星分布；其中的张开缝常有自形晶方解石半充填，缝壁局部见溶蚀孔，是饱下流体的主要通道。

根据物性、测井和试气资料分析，砂岩孔隙度大于4%、且有裂缝发育的层段可作为有效的储集层。有效储集层在纵向上分布在香二段的中部。

香二气藏经过测试的5口井中获工业性纯气的井有1口（大4井），气水同产井1口（大5井），产大量地层水的井有3口（大3、6、8井）。气水界面海拔在－2488米附近，原始地层压力为349巴，压力系数为1.16。

大4井于1981年3月10日投产，大5井一直关井观察；大4井生产3天后引起大5井压力下降，7个月后，压力下降了3巴，至1984年底压力下降了7巴，说明两井之间连通的方向为南北向，与断层线和裂缝主要组系的方向一致。至1984年底，该气藏累计产气2197万立方米，单位压降采气量为540万立方米。1984年底的日产气量为2.3万立方米，井口生产压力：套压为280巴、油压为258巴，尚未见地层水。此外，通过对大4井和大5井关井

压力恢复观察，关井 2 小时左右井口压力即可达到稳定，这并非香二组低孔隙度和低渗透性砂岩的基质孔隙所能达到的，而是储集层中裂缝连通良好的反映，即由于井间的连通较好，使井底的能量损失能在短时间内得到补充，以达到井间的压力的平衡。

在香溪群以上还有浅层气藏，产气层集中于沙溪庙组下部150米和自流井群上部 150 米的层段内。气层顶界埋深为 1500 ～ 1600 米。这 300 余米含气层段的岩性由紫红色泥岩、灰绿色粉砂岩和砂岩组成，夹少量砾岩薄层；岩类比例大致是泥岩 40%，粉砂岩 30%，砂岩 30%。据大 5 井 39.45 米岩芯 91 块样品分析，粉砂岩的孔隙度最高达 3.92%，最低为 1.33%，平均为 2.69%，渗透率最高达 $0.34\times10^{-3}$ 平方微米，一般均小于 $0.01\times10^{-3}$ 平方微米；细粒和中粒砂岩的孔隙度最高达 11.62%，最低为 2.27%，平均为 7.26%，渗透率最高达 $0.6\times10^{-3}$ 平方微米（一般为 $0.1\times10^{-3}$ ～ $2\times10^{-3}$ 平方微米）；粗砂岩孔隙度最高达 7.51%，最低为 1.1%，平均为 2.98%，渗透率平均为 $0.02\times10^{-3}$ 平方微米。产气层主要为细粒和中粒砂岩。储集层中的层间缝和构造缝发育，属裂缝 — 孔隙型储集层。钻过此层段的井都有不同程度的油气显示，但仅在构造的高部位获得了工业性气流。进行了测试的井共有 8 口，其中获工业气流的井有 4 口，低产气井 1 口，干井 3 口。

该气藏于 1977 年 10 月投产（浅 2 井），目前共有生产井 3 口（大 2、大 3、浅 4 井），日产气量为 2 ～ 3 万立方米。开采中有以下特点：①压力下降快，如大 2 井生产前最大关井压力为 116.5 巴，投产 1 年零 10 个月，采气 169.38 万立方米，压力下降了 87 巴。②关井后压力上升慢，经计算套压每回升 1 巴需关井恢复 145 ～ 165 小时。③单位压降储量小。④井间干扰不明显，浅 5 井距离大 2 井为 920 米，大 2 井生产期间，浅 5 井关井达 1 年之久仍不受大 2 井生产的影响。

这些特征表明了浅层气藏的储集性能差，岩块基质孔隙度和渗缝率很低，裂缝（尤其构造裂缝）发育也不均匀，特别是砂岩储集层的横向分支和尖灭较频繁，纵向上被泥岩和粉砂岩所分隔，故形成多个互不相连的透镜状砂体。气藏的圈闭类型实际上属岩性 - 构造复合圈闭。

浅气藏的成因为次生类型，气源来自下伏的香溪群，主要根据是：①两层的天然气性质相近（表 10－77）。②浅气层为一套红色沉积，生油指标低，基本不具生油条件，而下伏

表10－77　大兴西气田天然气成分对比表

| 井　号 | 层　位 | 密度 (kg/m³) | 甲烷 (%) | 重烃 (%) | 酸性气体 | | 临界温度（K） | 临界压力 (bar) |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | | 硫化氢 | 二氧化碳 | | |
| 大浅 5 | Jt | 0.579 | 96.19 | 2.84 | 0.00 | 0.73 | 195.0 | 46.6 |
| 大 4 | $Th^2$ | 0.576 | 96.22 | 3.09 | 0.00 | 0.22 | 194.4 | 46.4 |

香溪群中的页岩已证实是具有成油条件的油源岩，并在香溪群获工业气流。③录井中见有油气运移的迹象，如在浅 6 井井深 1650 米和 1727 米以及大 5 井 1787 米等井段的岩芯中均见到了脉状硬沥青，而上下围岩均为红色地层。深部香溪群的气经过断层和裂缝通道运移到浅层圈闭形成次生油气藏。

## 第六节 川中油气区

川中油气区东界为华蓥山、西界为龙泉山，北抵平昌、仪陇，南到资中一大足一线，面积为6万平方公里。

川中油气区的勘探始于1954年，作过区域普查和构造制图工作。1956年3月在蓬莱镇背斜首次钻探基准井，次年又在南充、龙女寺等背斜钻探。1958年3月10日女2井凉高山层喷出工业性油流，同年3月12日和3月16日充2井凉高山层和蓬1井大安寨层又喷出工业性油流，证实了凉高山层和大安寨层是区域性分布的工业油层。从此，川中地区的油气勘探进入了一个新阶段。从地面勘探到发现工业油流只用了4年时间，是四川盆地内勘探见效最快的一个地区。

1958年起除对已发现的3个含油构造加密钻探外，还开展了以地震为主的连片构造详查和区域剖面井的钻探，陆续发现了南充、龙女、蓬莱、合川、营山、桂花等油田。其后对深层进行了钻探，特别是1976年完钻的女基井是目前川中地区最深的1口探井，在井深5934米进入基岩，完钻井深达6011米，为认识深部含油气条件提供了重要资料。

到1984年底，川中油气区共钻探的背斜构造28个、向斜或单斜6个，获气田3个、油田12个、含油气构造3个。总计钻井908口，其中获油的井有367口，获气的井有52口，初步建成了含油气区。

川中油气区的区域构造位置属川中平缓褶皱带和川北低平褶带的南部。区内褶皱强度小、构造平缓，两翼倾角一般只有1°～3°，构造轴向多为北东东；出翼地层为中、上侏罗统；由于受华蓥山断裂带抬升的影响，东侧出露地层老，向西依次变新。背斜东端倾没较缓，西端倾没明显，或呈鼻状延伸。川中构造具有东高西低、自东向西倾伏的特点。

川中地区的油层主要分布在下侏罗统自流井群中，包括东岳庙、大安寨和凉高山三套油层；中侏罗统底部在局部地区也发现了油层（图10－64）。气层主要是三叠系和其以下的地层。现由上而下分述于后。

凉高山油层：黑色页岩、灰绿色砂质泥岩与薄层砂岩相间互层，总厚度为50～70米，一般有3～5个砂岩油层，单层厚度为2～5米。产油层分布在川中油气区的东部。

大安寨油层：由黑色页岩与介壳灰岩或介壳条带灰岩相间组成，厚度为80～110米。介壳灰岩厚度约占总厚度的1/5，是主要的储集岩，其单层厚度为0.5～3米，在川中地区分布很广。在目前控制的含油气面积内以川中地区西部的含油条件较好。

东岳庙油层：为一套灰绿—灰黑色页岩夹薄层介壳灰岩和介壳粉砂岩组成，厚度为15～37米，由西南向东北方向增厚。介壳灰岩单层厚度为1米左右，一般有3～5层，是主要的产油层。黑色页岩具有一定的生油储力。钻进中普遍有油气显示，但只有少数井获得工业油流，以川中地区西部的含油条件较好。

上三叠统香溪群：由块状砂岩夹含煤岩系组成，厚度为500～800米。在八角场、金华镇一带砂岩孔隙度较高，香四段孔隙度大于10%的层段累积厚度可达10米以上，是川中最有利的含气区。目前已在遂南、磨溪、桂花、龙女寺、金华和八角场等构造获工业气流。

中三叠统雷口坡组：在川中地区厚度变化在300～700米之间，由东南往西北增厚，为台盆蒸发岩相沉积。其中所夹的粗结构白云岩储渗条件较好；受印支期侵蚀面形成的风化

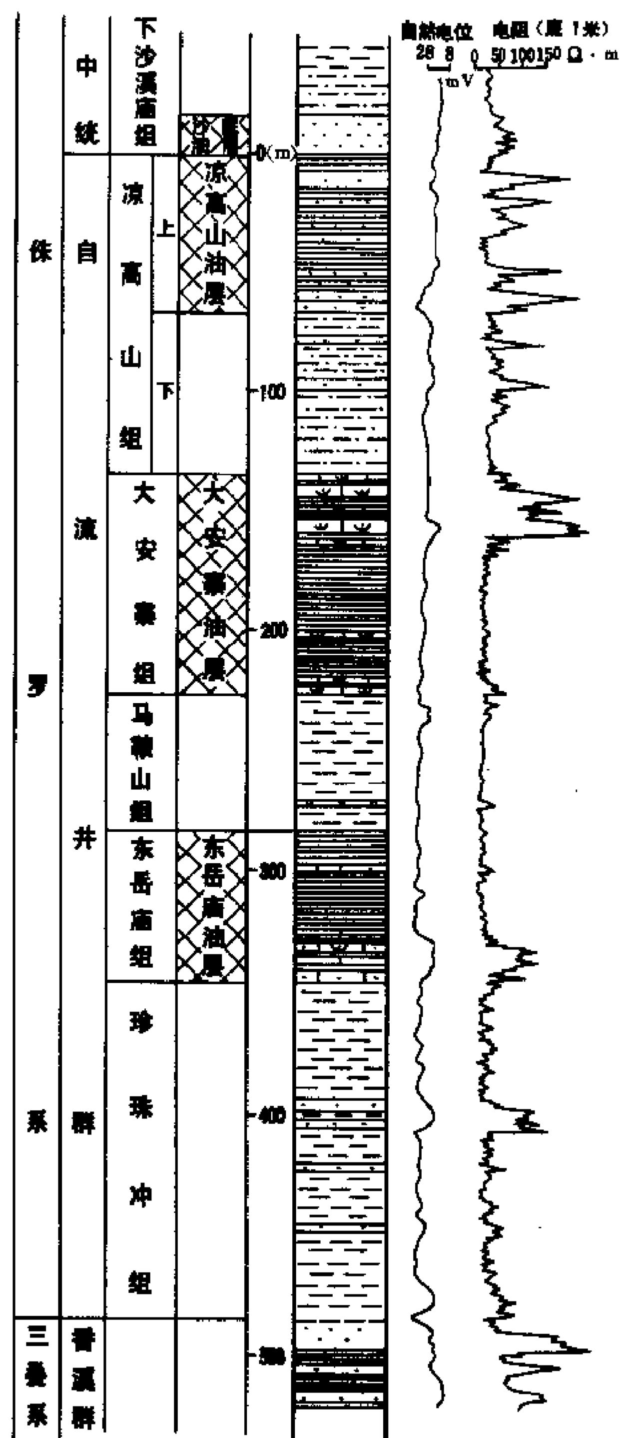



图 10－64　川中地区自流井群柱状剖面图

壳溶蚀孔洞，使储集层物性得到改善，已在磨溪地区获得了工业气流。在南充地区的充65井钻探中曾发现多层岩盐，累计厚度达600余米，其中有两层厚度分别为120米和180米，厚盐层区有可能形成盐丘圈闭。

下三叠统嘉陵江组。在川中油气区厚度比川南区增加，为700～800米，岩性变化不大。磨溪构造在嘉二[1]层已获工业性气流。川中区的主要问题是埋深较大，地层平缓，裂缝发育差。

此外，在女基井和一些深探井的长兴组、下二叠统、下奥陶统和上震旦统中也见有工业性气流或有良好的气显示，为深层勘探提供了地质依据。

## 一、桂花油田

桂花油田位于遂宁、蓬溪、射洪县境内。1959年开始钻探蓬40井，获日产146吨的高产油流，从而发现了此油田。以后就以大安寨油层为目的层开展钻探工作，至1984年底，该油田共完钻井241口。1984年的在册井数为129口，其中完钻于大安寨组105口，东岳庙组16口，珍珠冲组4口，香溪群4口；共获油井126口。至1984年底，桂花油田累计产油952749吨，累计产气25961万立方米。

桂花油田的地质构造基本为一向北倾斜的单斜层，地层倾角平缓，只有1度左右(图10－65，图10－66)。油田的地面和地腹构造基本一致，在大单斜的背景上有一些小幅度

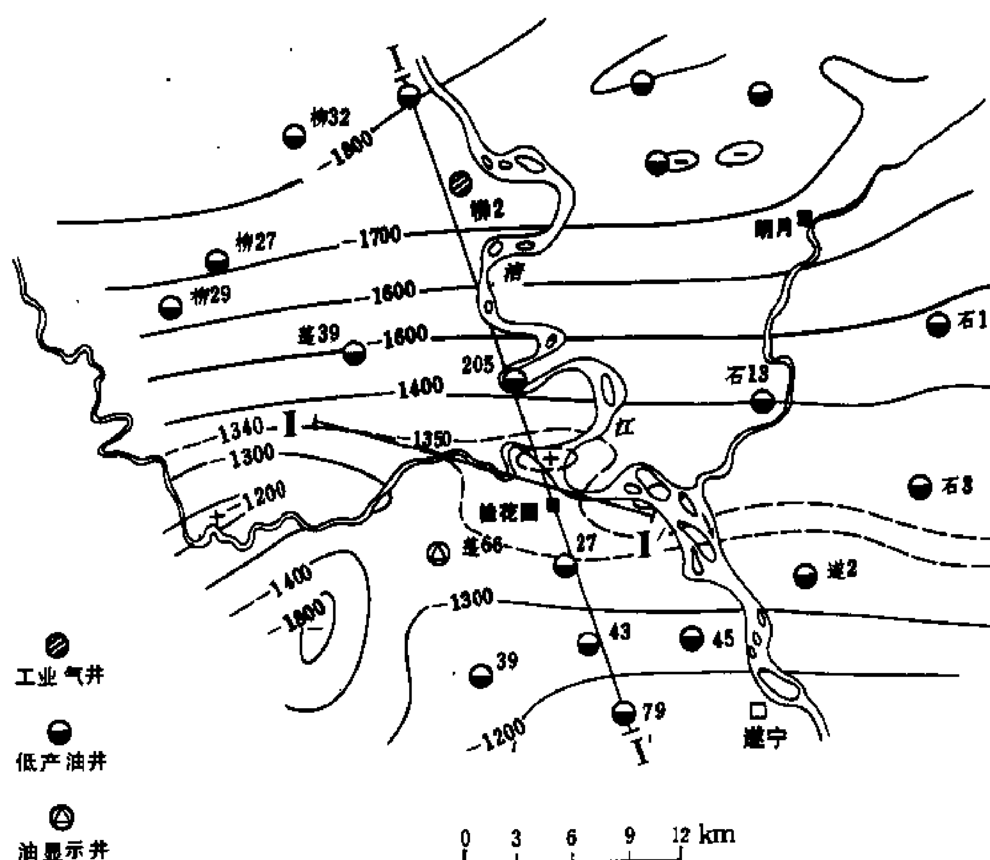



图10－65 桂花油田大一层底面构造图

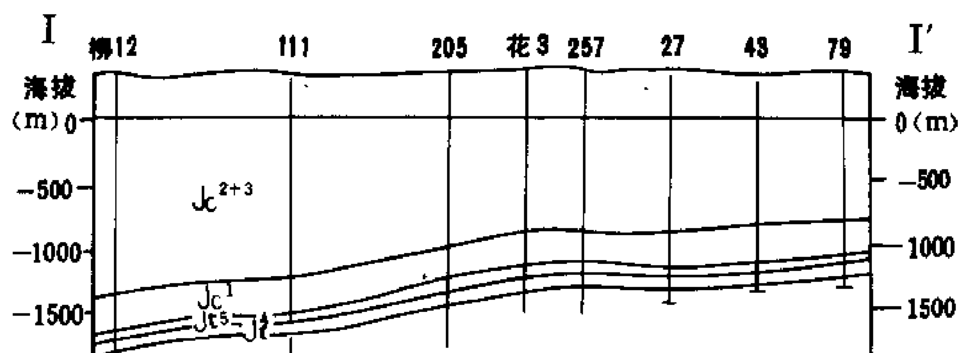



图 10-66 桂花油田构造横剖面图
(剖面位置见图 10-65)

和小范围的正负向变异的局部构造。各油层构造形态相似，如大Ⅱ、大Ⅲ顶部构造均以较缓幅度向北倾斜。通过试采证明构造与油气聚集关系不大，在小向斜中也有高产井（桂 9、14 井）和高产区，小隆起的顶部也有低产油井和产水井；油田没有具体的边界，大面积连片含油，人为划定的油田面积为 2000 平方公里。主要产油层是大安寨层。埋藏深度在1700 米左右。凉高山组也获工业油流，沙溪庙组见油气显示，但不是工业性油层。

大安寨组为湖相沉积，半深水湖相带。纵向上经历了湖侵—湖退的完整旋回，又可分三个小旋回，形成三套介壳灰岩夹两层泥质岩的组合，总厚度为 80 米（图 10-67）。现将各油层特征由上而下简述如后：①大Ⅰ油层，厚 17 米左右，分上下两部，下部

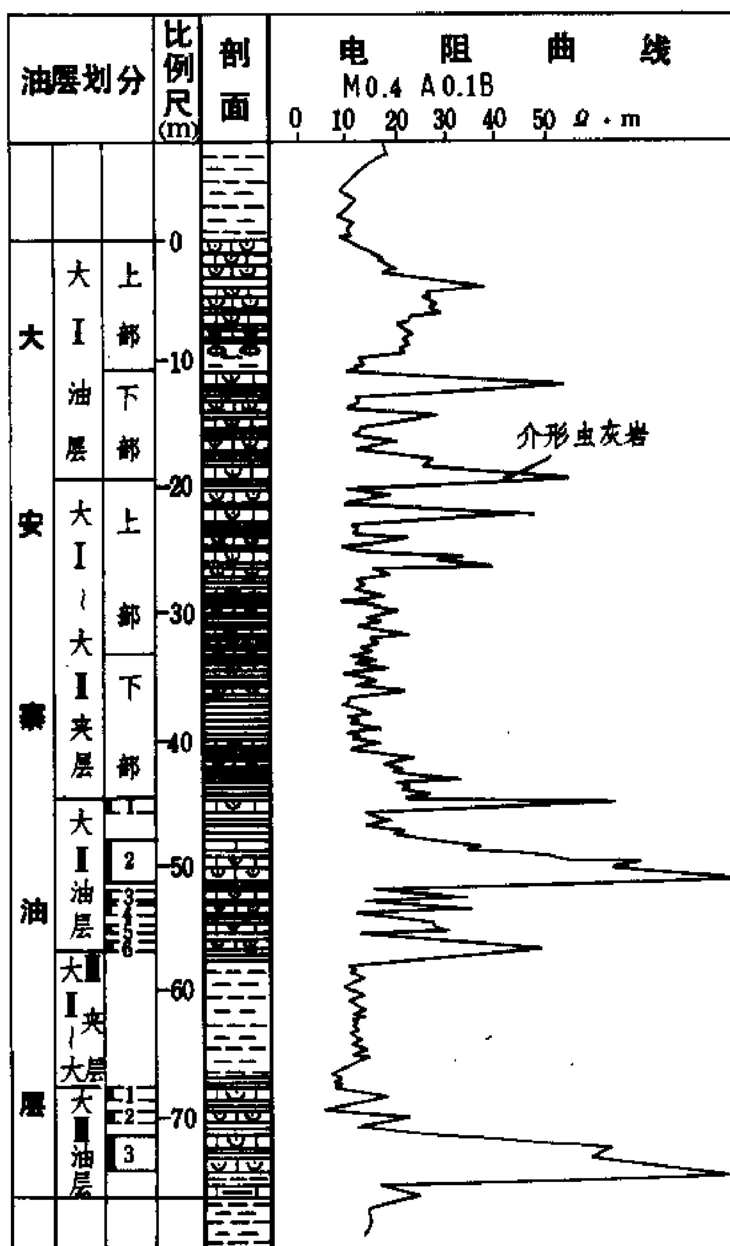



图 10-67 桂花油田大安寨油层柱状剖面图

由4层介壳灰岩与三层黑色页岩相间组成，上部为介壳灰岩夹页岩，最顶部有团块状灰岩与砂质泥岩；介壳灰岩是产油层。② 大Ⅰ、Ⅱ夹层，厚25米左右，以黑色页岩为主，中部夹条带状介壳灰岩，靠上部的4个薄层介壳灰岩也是产油层。③ 大Ⅱ 油层，厚度为11 ~ 12米，由6个介壳灰岩与黑色页岩相间组成，介壳灰岩是产油层，累计厚度为6 ~ 7米，其中以大Ⅱ$^2$厚度较大，一般厚1.8 ~ 2.0米左右。由南向北介壳灰岩的单层厚度变薄。④大Ⅱ、Ⅲ 间夹层，厚度为10米左右，油田南部为紫红色和灰绿色泥岩，向北递变为黑色页岩和泥灰岩。⑤ 大Ⅲ 油层，厚7米，上部为两层条带介壳灰岩，下部为一厚层介壳灰岩(厚5米左右)，是油田的主要产油层之一。介壳灰岩油层的特点是成层薄 井泥质岩的夹层多，岩性侧向变化较大、造成产油井分布极不均一(图10－68、图10－69、图10－70)。

介壳灰岩的空隙包括介壳间孔、晶间孔、裂缝和溶蚀孔洞等。后二者是有效的储溶空隙，故储集层属裂缝－溶蚀孔洞类型。介壳间孔隙和晶间孔隙等类型的基质孔隙对厚油的储集和产出中的作用都不大，根据是：1)据对3223块介壳灰岩岩芯的分析，得出孔隙度平均为1.70%，渗透率都小于$0.1\times10^{-3}$平方微米。高产井、低产井以及干井的岩石物性分析都没有差别，即岩石物性差，与油井产能高的事实不符。2)刚取出的岩芯都未发现基质孔隙内含有原油，而只在溶蚀孔隙、小溶洞和部分裂储内含油。3)极据薄片观察和成岩研究表明，由于压实和早期胶结作用，这些基质孔隙在油气生成之前基本都已消失，变为致密岩石。4)钻井或采油过程中具有裂储性油层的特点，如钻进中有突然性的钻具放空成强烈井喷的井往往是高产油井；而显示差者则多为干井。同时相邻各井的溶透性和产能相差极悬殊(表10－78)。5)岩芯中裂缝和溶蚀孔洞较发育，如遂1井大Ⅰ下部的0.18米岩芯中有张开的储118条，小溶洞224个(其中的98个含油)，水平渗透率为$30\times10^{-3}$平方微米，薄片计算的面缝率为0.76%，溶洞空隙度为5 ~ 8%；桂18井在产油的大Ⅱ层井壁取芯，见具有溶蚀孔、洞的含油岩芯，孔隙度为11.3%。

表10－78 桂花油田大安寨层油井产能对比表

| 井号 | 油气显示 | | | 试油结果 | | 射孔次数 | 酸化次数 | 备注 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | 大Ⅰ | 大Ⅱ | 大Ⅲ | 大Ⅲ | 大Ⅱ + Ⅲ | | | |
| 蓬40 | 井喷 | 井喷 | 油流 | 日产100吨 | 日产70吨 | 1 | 1 | 各井井 |
| 蓬68 | 油花 | 井喷 | 无 | (未试油) | 日产16吨 | 2 | 1 | 距不到 |
| 蓬49 | 油流 | 无 | 无 | (未试油) | 无 | 3 | 5 | 1000米 |
| 蓬41 | 无 | 油花 | 油花 | (未试油) | 仅见少量油花 | 3 | 3 | |

大安寨层的裂储以平储为主，与川东南地区海相碳酸盐储集层的裂缝(以构造储为主)不同。据对7口井95.45米介壳灰岩岩芯的统计，共有裂缝2462条，其中平缝1174条(占48%)、不规则裂缝788米(占32%)、斜交和垂直构造缝500条(占20%)。溶蚀孔、洞则主要沿平储分布，有的分布在缝的两侧，有的沿储溶蚀扩大，形成率珠状分布的储洞。

缝、洞的发育主要受岩性控制。泥质含量少、介壳含量多的质纯介壳灰岩裂缝最发育，随着泥质含量增多、介壳含量减少，裂缝发育程度也降低(表10－79)。此外、介壳灰岩

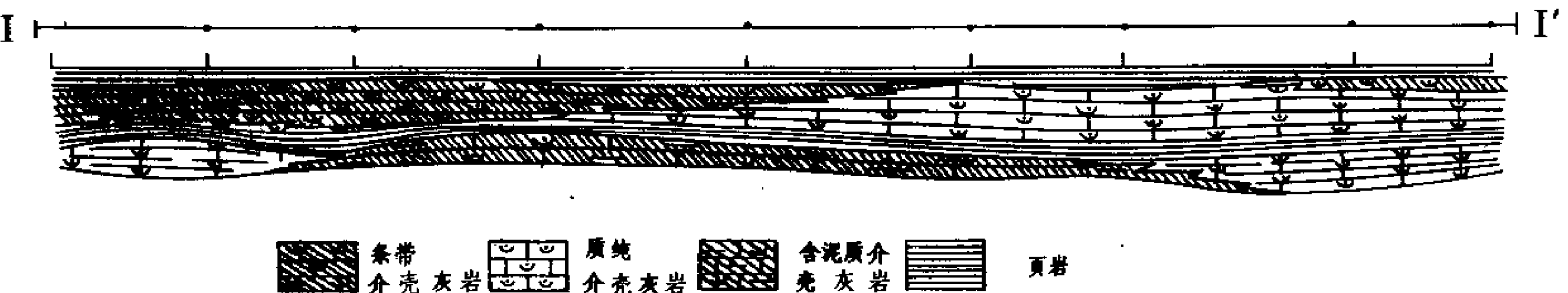



图 10－68 桂花油田大Ⅲ³油层岩性剖面图

（剖面位置见图 10－65）

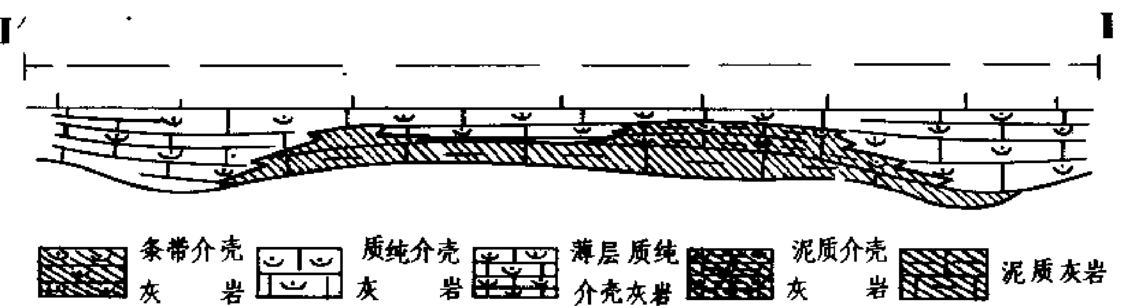



图 10－69 桂花油田大Ⅱ²油层岩性剖面图

（剖面位置见图 10－65）

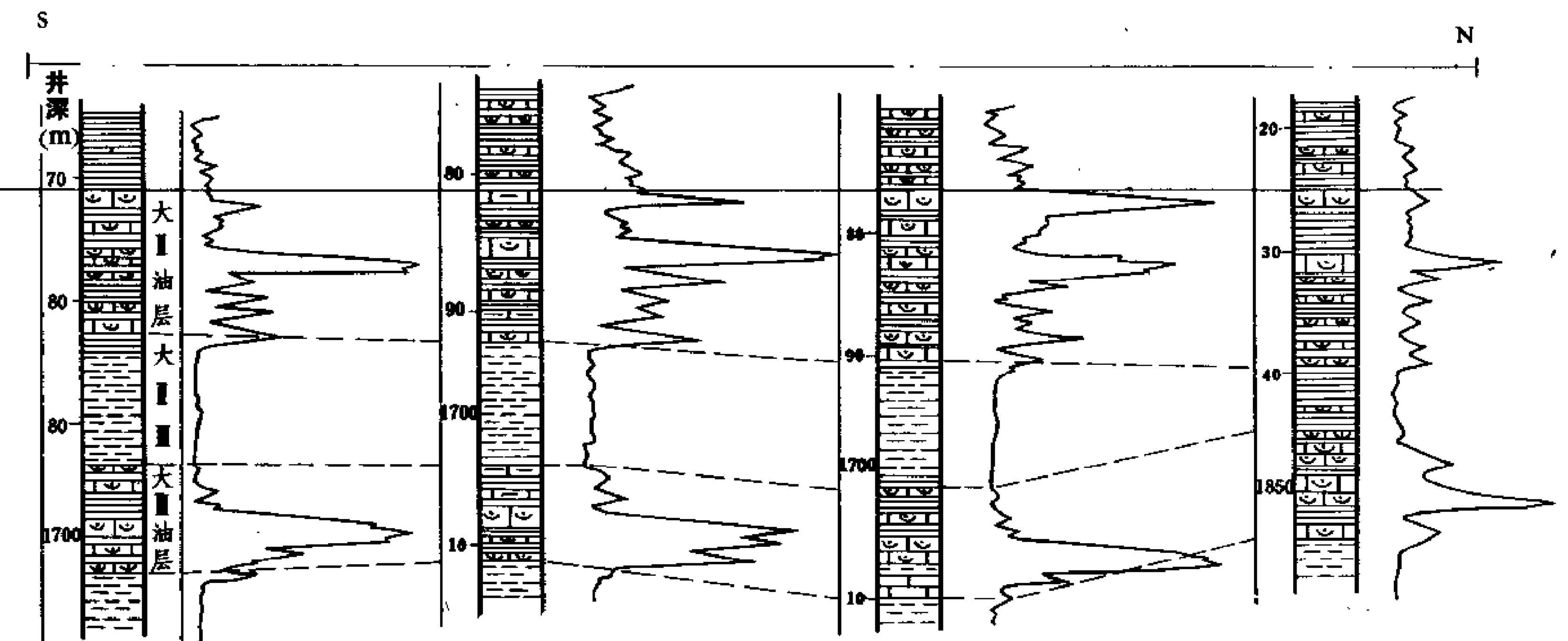



图10－70　桂花油田大Ⅱ～大Ⅲ油层对比图

中的缝洞还受层厚的控制，同样是质纯介壳灰岩，成层薄者的裂缝就比成层厚者的发育（表10－80）。

表10－79 桂花油田大安寨层的岩性与缝洞关系表

| 岩石类型 | 介壳含量(%) | 泥质含量(%) | 统计岩芯长度(m) | 裂缝总条数 | 平均裂缝密度(条/m) |
|---|---|---|---|---|---|
| 质纯介壳灰岩 | >30 | <5 | 49.14 | 2144 | 43.7 |
| 含泥质介壳灰岩 | >30 | 5～15 | 44.47 | 1252 | 28.2 |
| 泥质介壳灰岩 | >30 | 15～25 | 12.64 | 150 | 11.9 |
| 含泥质灰岩 | <10 | 5～15 | 4.80 | 41 | 8.6 |
| 泥质灰岩 | <10 | 15～25 | 6.00 | 9 | 1.5 |
| 泥灰岩 | | 25～50 | 9.17 | 30 | 3.3 |
| 条带介壳灰岩 | | | 16.03 | 187 | 11.7 |

表10－80 桂花油田介壳灰岩的层状与缝洞关系表

| 层状分类 | 层位 | 统计岩芯长度(m) | 裂缝总条数 | 平均裂缝密度(条/m) |
|---|---|---|---|---|
| 薄层 | 大Ⅰ | 1.82 | 139 | 77.4 |
| | 大Ⅱ | 4.72 | 309 | 65.5 |
| | 大Ⅲ | 1.56 | 92 | 58.2 |
| 厚层 | 大Ⅰ | 26.32 | 164 | 6.2 |
| | 大Ⅱ | 13.28 | 159 | 12.0 |
| | 大Ⅲ | 6.46 | 63 | 9.0 |

缝、洞在纵向上的分布规律是储集层下部比上部发育，而就裂缝密度（每米岩芯中裂缝的条数）而言，自下而上的变化分别是：大Ⅲ层为30.1，大Ⅱ层为31.3，大Ⅰ～Ⅱ上层为17.8，大Ⅰ下层为20.1。此外，构造裂缝以大Ⅲ层最为发育，其次是大Ⅱ层，最上部的大Ⅰ层发育最差。这些变化反映了裂缝主要受岩性的控制，与海相碳酸盐岩储集层的裂缝主要分布在背斜构造剖面上部张应力带内的特点迥然不同。

与产油情况关系最为密切的是溶蚀裂缝，因为这类溶缝集洞、缝于一身，缝的宽度大（大于1毫米），具串珠状小溶洞，故储渗条件最佳。溶蚀缝主要有两大类：一是早期溶缝，主要沿平缝溶蚀而形成。在12口井中发现有16个层段有这类溶缝，其中有10个层段钻进中有油气显示（占62.5%），这12口井都有产能，经试采平均单井累计产油916.7吨。二是晚期溶蚀缝，主要沿构造缝溶蚀而成。在35口井中有47个层段有此类溶缝，钻进中有油气显示者共24个层段（占51%），平均单井累计产油86吨。

大安寨油藏是裂缝－孔洞型的岩性圈闭油藏，储集类型是以裂缝为主要渗滤通道和以溶孔、小溶洞为主要储集空间的裂缝－孔洞型储集层。油气的富集受岩性的控制，而与局部构造的关系不大。如桂5井地区为一个4平方公里的小背斜圈闭，但油井分布均超出了此圈闭的范围。桂花油田内含油面积连片，超出了目前人为划定的2000平方公里的面积，主要受区域性岩性尖灭圈闭的控制。此外，许多高产区和高产井都不在背斜构造部位。如蓬40井位于蓬莱镇构造的东端倾没部分（鞍部）；桂14井也是高产井，位于向斜轴部；河滩高产区正好位于一个向斜的范围内。油藏的盖层是沙溪庙组和凉高山组的泥质岩层，底层为马鞍山组泥岩层（参见图10－64）。

由于大安寨油层内部有泥质岩相隔，使大Ⅰ、大Ⅱ和大Ⅲ组油层形成3个具有独立系统的油藏。其根据是：① 原始地层压力不同。大Ⅱ油层组的地层压力为116.3巴（石13井），大Ⅲ油层组的地层压力为154.9巴（桂18井）；饱和压力大Ⅱ油层组为107.8巴（蓬40井），大Ⅲ油层组为109.9巴（桂18井）。② 从原油性质看大Ⅱ油层组原油具高密度、高粘度、高环烷烃含量及低烷烃含量的特点，大Ⅰ和大Ⅲ油层组的原油性质相近（表10－81）。由于油层薄，故生产中以多层合采的方式进行开发。大安寨油层的横向上连

**表10－81　桂花油田大安寨层原油性质对比表**

| 层位 | 井号 | 颜色 | 密度 (kg/m³) | 粘度 50℃ $10^{-3}$Pa·s | 含腊量 (%) | 树脂 (%) | 初馏点<400℃（占原油%） | | | 初馏点>400℃（占原油%） | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | | | | 烷烃 | 环烷烃 | 芳香烃 | 烷烃 | 环烷烃 | 芳香烃 |
| 大Ⅰ | 桂31 | 浅黑绿 | 0.8479 | 13.79 | 21.11 | 5.97 | 42.6 | 2.69 | 5.41 | 30.59 | 4.98 | 9.09 |
| 大Ⅱ | 桂22 | 深黑绿 | 0.8666 | 24.58 | 18.64 | 7.43 | 35.32 | 13.06 | 6.60 | 23.46 | 13.50 | 7.29 |
| 大Ⅲ | 桂18 | 浅黑绿 | 0.8492 | 12.91 | 21.94 | 3.59 | 38.54 | 5.33 | 7.26 | 30.12 | 5.77 | 8.60 |

通性差，同一油层组试采中常互不连通，如大Ⅲ油层组的桂9、10、14井和蓬40井等井的井距都不超过4公里，生产中却互不连通。油田范围内地层水很少，只在油田西南部少数井中见水，地层水有两种情况：一是试采中油水同产，或以产水为主；二是采油后期出少量地层水。桂花油田地质构造为南高北低的单斜层，地层水分布于油田的西南角，形成了水高油低的形势，看来主要受到差异聚集机理的控制，在油气由北向南运移过程中，把沉积水往南驱赶到岩性尖灭的部位。

大安寨油层原始地层压力为215.7巴，原油密度为0.854千克／立方米，粘度（50℃）为10.7×$10^{-3}$帕秒，凝固点为28℃，含蜡量为20.4%，胶质含量为4.2%，初甫点为86摄氏度，烃组分：芳香烃含量为16.35%，烷烃和环烷烃含量为83.65%。天然气组分：甲烷含量为82.19%，重烃含量为14.0%，酸性气体含量为0.67%；天然气密度为0.671千克／立方米，临界温度为209开，临界压力为46.3巴（桂8井）。地层水矿化度为108.55～158.58克／升，属$CaCl_2$水型。

桂花油田的大安寨油藏于1959年投产，开采初期产量高，单井日产油量一般在10吨以上，油层压力接近（或略低）于饱和压力，但产量不稳定，年递减率达50%；当油层压力低于饱和压力10巴以上时，油气比上升，尚能形成间歇自喷，此阶段最高年产油量为6.8万吨（1974年）。开采的中后期为低产、稳产阶段，单井日产油1吨左右，稳定时间在10年以上，年递减率为12～15%左右。目前年产油能力为3.5万吨，累计产油95万吨。

油田于1959年钻探以来，没有总体的勘探开发规则，所布的井有内部加密井，也有甩开钻探井。油田钻探25年来，有3个发展较快的时期：① 1959～1960年，仅一年的时间钻成28口井，达到年产原油5万吨；② 1972～1973年在桂9井地区约12平方公里范围内钻井18口，获年产油量为2万吨，使该油田总的原油生产水平增至年产油5.2万吨；③ 1978～1979年在柳1井地区钻井10口，新增日产近100吨的产油能力，使油田总产油量又有增加。

在勘探开发中还进行过两次试验工作：其一是1965年在油田东部石11～13井区约10平方公里的面积内加密钻井10口，形成1公里井距的规则井网，称之为"吉祥试验区"，目的是研究油层的变化规律。在本区内对大安寨层共取芯727.63米，收获率为92.45%。通过对岩芯、测井、物性和测试资料的综合分析，对大安寨油层的岩性和裂缝的特征及变化规律有了较全面的认识。其二是1974～1981年在蓬40井、桂9井、柳1井3个井区内对14口井进行注水试验，共注入水量达26万立方米，其中蓬40井区6口井共注水18万立方米，注水后出现恶性水淹、短期增产、长期未见反映等多种情况。总的来看注水的效果不好，初步认为在现有技术条件下，实行工业性注水开发是不可行的。原因是裂缝性油层的不均质性强，注水的体积扫及系数仅为百分之几；裂缝串水是注水不能取得理想效果的根本原因，1981年后终止注水试验。

## 二、八角场油气田

八角场油气田位于川中北部盐亭县，1940年发现地面背斜构造，1956年进行1：5万地质细测，1957年作重磁力详查，1959年进行地震详测。1958年在构造高点上钻探角1井，井探为2400米，因工程事故而报废。1970年在角1井东北35.8米处钻探角2井，于井深2431.6米（大Ⅰ层顶部）发生强烈井喷获工业油流，从而发现了油气田。目前已具有年产0.5亿立方米天然气及1.3万吨原油的生产能力。至1984年底，该油田已完钻的井达42口（包括角1井），其中完钻于大安寨层的有29口，珍珠冲层的有1口，香溪群的有10口，

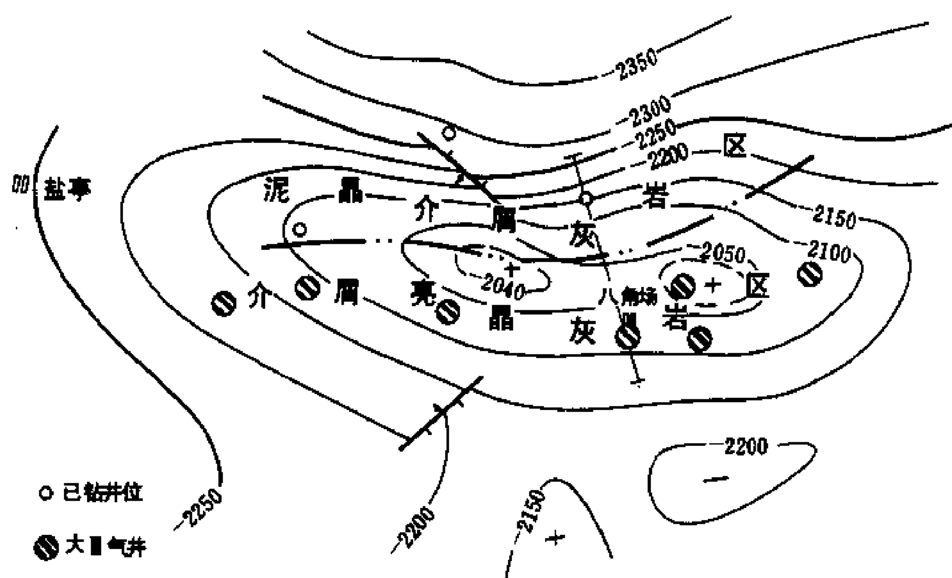



图10－71　八角场气田背斜构造及岩性分区图

嘉陵江组的有 1 口；获工业气流的井共 19 口，最深的井是角 13 井，井深达 5000 米，进入嘉陵江组中部完钻。主要产层是大安寨层，在珍珠冲层及香溪群也发现了工业油气流。至 1984 年底，该油气田累计产气 2.92 亿立方米，累计产油 7.2 万吨。

八角场油气田是川中西北部一个平缓完整的背斜构造，两翼倾角为1°～3°，北翼略陡，轴向近东西，核部出露最老地层为上侏罗统蓬莱镇组上部；闭合面积为144 平方公里，闭合度为 97.8 米，圈闭完整。地下构造仍然存在，与地面构造基本相似（图 10－71、10－72）。以大Ⅰ层底面计算背斜构造闭合面积为204平方公里，闭合度为140 米(表10－82)。

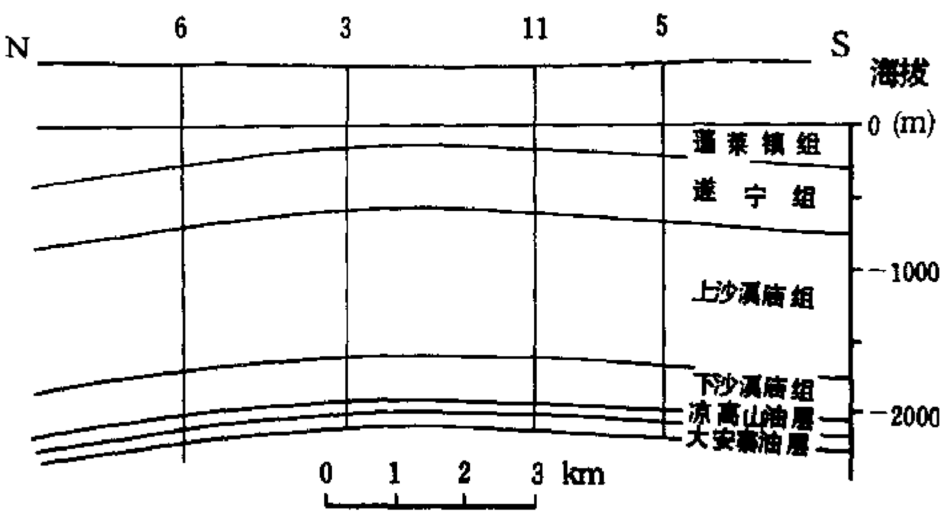



图 10－72 八角场油气田构造横剖面图
（剖面位置见图 10－71）

表 10－82 八角场油气田构造数据表

| 制图层 | 轴向 | 闭合面积(km²) | 长轴(km) | 短轴(km) | 闭合度(m) | 两翼倾角 | | 断层条数 | 上下构造符合情况 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | | | 北翼 | 南翼 | | |
| $Jc^4$Ⅰ上部 | 近东西 | 144 | 25.6 | 8.1 | 97.8 | 0.5°～2° | 0.5°～2° | | 上下构造基本符合，但地下构造面积增大，并出现东、西两个高点 |
| $Jt^4$Ⅰ底 | 近东西 | 204 | 30.5 | 8.4 | 140.0 | 2°～5° | 1°～2° | 2 | |
| $Jt^4$Ⅲ底 | 近东西 | 214 | 31.5 | 8.8 | 140.0 | 2°～6° | 1°～2° | 2 | |

大安寨油层的岩性由灰黑色页岩和薄层介壳灰岩组成，厚度为72 ～ 77 米，埋藏深度为 2600 米左右。同桂花油田相比，八角场油气田内的大Ⅱ层发生相变，页岩增多，介壳灰岩变薄，已不具备产油气的条件，故大安寨层内只有顶、底部两个油气层组。顶部为大Ⅰ油气层组，厚度为 25 ～ 30 米，介壳灰岩厚 6 ～ 12.8 米；底部为大Ⅲ油气层组，厚度为 7 米左右，介壳灰岩厚 3.77 ～ 4.79 米。大Ⅰ和大Ⅲ油气层组间的间隔层厚度为 40 ～ 50 米

左右，岩性以黑色页岩为主，称大Ⅰ～Ⅲ夹层。

大安寨层的油气聚集受局部构造控制较明显，背斜的主体部位裂缝发育，形成气顶，产气及凝析油；背斜两翼及南侧的金孔向斜，则以产原油为主，为外圈含油区。

大安寨介壳灰岩油气层也属裂缝－孔洞类型。介壳灰岩产油的好坏与岩性及成岩后生的变化关系密切。从图10－71看出，大Ⅲ油气层组的工业油气井主要分布于介屑亮晶灰岩区，该区陆源物少，介壳灰岩质纯、性脆，孔、渗条件较好；而泥晶介屑灰岩区，陆源物较多，含油气条件变差。成岩后生变化中的胶结作用与溶蚀作用对储集层的好坏也起着重要的作用。大Ⅲ的胶结作用有四期：第一期为FeⅠ、FeⅡ方解石充填；第二期为FeⅢ方解石充填；第三期为无铁方解石充填；第四期为FeⅢ方解石充填。其中第三期在无铁方解石充填后，又经过一次溶蚀作用形成溶孔，对储集层有利。从图10－73中可看出，无铁方解石区溶孔较发育，是大Ⅲ油气井的主要分布区。综上所述，大安寨层的油气聚集受构造部位控制，油气的产能主要受岩性控制。

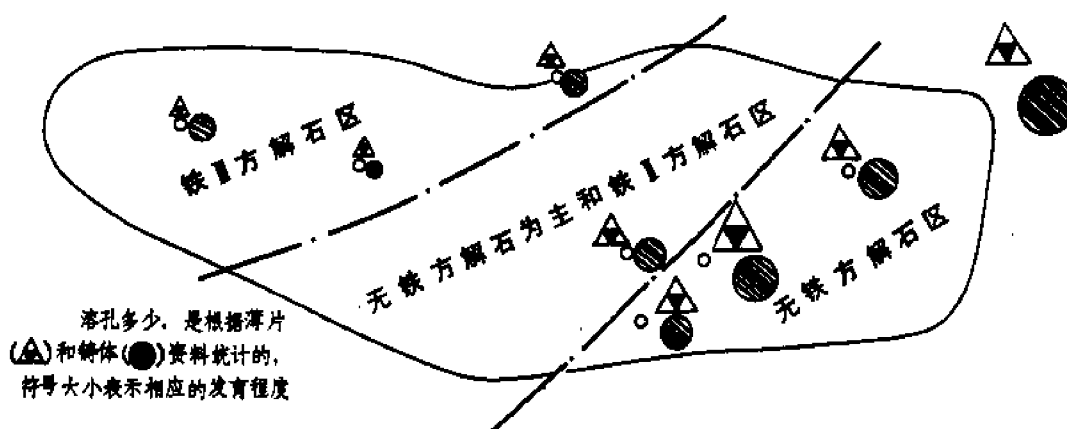



图10－73 八角场油气田大Ⅲ[3]层的胶结物与溶孔分区图

八角场油气田的含油气面积为175.5平方公里，储集层有效厚度为12米，但油气界面不规则，与构造等高线不和谐，如背斜西北翼的角27井已在圈闭之外，但产纯气。若在油气交界处加密钻探则可储出现一个不规则的油气过渡带。气层压力较高，压力系数为1.6左右，属超压油气藏（表10－83）。

**表10－83 八角场油气田油气层参数表**

| 气藏 | 埋藏深度(m) | 原始地层压力(bar) | 压力系数 | 地层温度(℃) | 地温梯度(m/℃) |
|---|---|---|---|---|---|
| 大Ⅰ | 2480 | 393.2 | 1.62 | 69.5 | 48.7 |
| 大Ⅲ | 2530 | 409.5 | 1.64 | 73.5 | 49.6 |

大安寨油气藏在油气井控制的范围内均未见地层水。天然气组分在两个产层间有差别，大Ⅰ层天然气中甲烷含量占85%，凝析油含量为160克／立方米；大Ⅲ层甲烷含量占90%以上，凝析油含量为42克／立方米。重烃含量也略有差别（表10－84）。天然气和原

油的性质在背斜构造的顶部和翼部也有差别（表10－85）。大安寨油层油气产出主要依靠油气本身的弹性能量，气藏部分应属于弹性气驱，含油部位则为溶解气驱。

表10－84 八角场油气田的天然气性质对比表

| 气藏 | 密度 ($kg/m^3$) | $CH_4$ (%) | $C_2H_6$ (%) | $C_3H_8$ (%) | $C_4H_{10}$ (%) | $H_2S+CO_2$ (%) | 临界压力(bar) | 临界温度（K） |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 大Ⅰ | 0.650 | 88.54 | 6.14 | 2.99 | 1.1 | 0.3 | 46.1 | 207 |
| 大Ⅲ | 0.599 | 93.67 | 3.84 | 1.00 | 0.2 | 0.3 | 46.1 | 197 |

表10－85 八角场油气田构造部位与油气性质的关系表

| 项目 | 分析项目 | 背斜顶部 | 背斜翼部 |
|---|---|---|---|
| 原油性质 | 密度 ($kg/m^3$) | 0.7083～0.7822 | 0.8010～0.8240 |
| | 粘度 ($10^{-3}Pa \cdot s$) | 0.61～99 | 3.00～3.89 |
| | 初馏点（℃） | 55～95 | 80～100 |
| | 终馏点（℃） | 280～324 | >350 |
| | 汽油含量（%） | 52～85 | 20～30 |
| | 含蜡胶质（%） | 微 | 微 |
| | 含水（%） | 无 | 无 |
| 天然气性质 | 比重 | 0.593～0.607 | 0.699～0.753 |
| | 甲烷（%） | 91.00～93.70 | 78.67～83.31 |
| | 重烃（%） | 5.24～5.79 | 15.06～16.63 |
| | 临界压力（bar） | 46.1 | 46.0 |
| | 临界温度（K） | 204.2～205.9 | 220.0 |

八角场油气田于1978年9月开始投入试采，通过试采证明，角2井区的大Ⅰ层和角15井区的大Ⅲ层是两个独立的裂缝系统，两者的原始地层压力、温度、油气理化性质等均有明显差异（参见表10－83、10－84），生产中也互不干扰。但在同一油气层组内各井之间则连通明显，如当角2井生产时，同系统中大Ⅰ油气层组的其它暂闭井（角3、10、12等井）的井口套压和井底压力都明显下降，几口井的油气性质也近似，故应为同一裂缝系统。角15井生产时，大Ⅲ油气层组的角9、11、14、17、19、35等井的地层压力明显下降，通过6次井间干扰试验证明井间干扰也很明显，故也属同一裂缝系统。

大Ⅲ层组角15井系统于1978年9月首先投入试采，至1984年底，累计产气0.9亿立方米。该气藏按采气情况可分3个阶段：①高速开采、快速递减阶段（1978年9月～1979年6月），当时角15井单井初期日采气8～9万立方米，有近于1/2的无阻流量，生产压差为98巴，但地层压力、产量递减快。②降低采气速度、定产降压、递减变缓阶段（1979年7月～1980年9月），因其它气井投产，使该气藏产量控制在日产4.5万立方米，地层压

力和产量递减变缓。①合理采气、相对稳定阶段(1980年10月以后),由于深部气藏及更多的气井投产,且大Ⅲ气藏生产井数增多。日产气量为2.5万立方米,于是地层压力和产量递减缓慢,开采趋于合理。

大Ⅰ层角2井系统于1979年3月投入试采,至1984年底,累计产气1.61亿立方米。其开采阶段也与大Ⅲ气藏相似,但其采气速度低,因此地层压力和产量比大Ⅲ气藏递减得慢(表10-86)。

**表10-86 八角场油气田开采阶段划分表**

| 气藏 | 阶段名称 | 阶段日期 | 气产量 ($10^4m^3/d$) | 阶段产气量 ($10^4m^3$) | 阶段压降 (bar) | 单位压降采气量 ($10^4m^3$/bar) | 采气速度 (%) | 每年压降 (bar) |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 大Ⅰ(角2井区) | (1)高速开采,快速递减 | 1979.3 ~ 1979.12. | 8.0 | 2031 | 58.8 | 34 | 6.17 | 78.4 |
| | (2)定压定产,递减变缓 | 1980.1 ~ 1980.9. | 7.0 | 1385 | 19.6 | 69 | 5.40 | 26.4 |
| | (3)合理采气,相对稳定 | 1980.10 ~ 1981.12. | 5.0 | 2076 | 21.5 | 94 | 3.86 | 17.6 |
| 大Ⅲ(角15井区) | (1)高速开采,快速递减 | 1978.9. ~ 1979.6 | 8.5 | 2164 | 105.0 | 20 | 17.3 | 145.1 |
| | (2)定压定产,递减变缓 | 1979.7. ~ 1980.9. | 4.5 | 1790 | 47.0 | 37 | 9.17 | 37.2 |
| | (3)合理采气,相对稳定 | 1980.10. ~ 1981.12. | 2.5 | 1362 | 21.5 | 62 | 5.01 | 17.6 |

从开采阶段分析看出,开采速度过高,就会形成压降增快,单位压降采气量低,凝析油的采收率低等结果;相反开采速度适宜(5%左右),则压降变缓,单位压降采气量高,采收率增大、气井能稳产。其机理是采气速度过高,局部地区的地层压力就会远远低于露点压力,地层中就会出现凝析油,它们与残余原油混合,就会形成局部堵塞,造成流体惯性阻力和粘滞阻力增加,地层有效渗透率降低,使一部分油、气难于采出。其次,由于局部地区的压降加快,就可能会使该区的裂缝缩小,以致于闭合,造成流体渗流阻力增加,甚至造成"短路"。此外,考虑到大安寨油层薄,储集层性质不均,储集层内部结构较为复杂的事实,确定一个合理的采气速度是很重要的。根据对几年来的试井、开采资料的分析研究,认为表10-87中所列的相关关系可供选择。看来大Ⅰ气藏的产量控制在日产气5万立方米,大Ⅲ气藏控制在日产气2.5万立方米为宜。

八角场油气田除已投产的大安寨油气藏外,尚有珍珠冲及香溪群两气藏。

珍珠冲气藏储集层岩性为粉砂岩,至1984年底,累计产气0.41亿立方米。

香溪群气藏目前在香六、香四和香二段层都获得了工业气流,岩性为厚层细—中粒砂岩;其间隔层香五、香三和香一组,为含砂质页岩夹粉砂岩。通过近10年的钻探,已获得低产气井3口(角23、43、49井),平均日产天然气1万立方米左右。主产层为香四段和香二段,是两个独立的气藏。

表 10－87　八角场油气田的开采速度预测表

| 开发指标 \ 气藏 | 大Ⅰ（角2井区） | | | 大Ⅲ（角15井区） | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 日产（$10^4m^3$） | 8.0 | 7.0 | 5.0 | 8.6 | 4.5 | 2.5 |
| 预计生产时间（a） | 2.2 | 5.9 | 14.7 | 1.5 | 5.5 | 15.3 |
| 单位压降采气量（$10^4m^3$/bar） | 52.8 | 77.0 | 113.0 | 22.7 | 33.7 | 43.9 |
| 预计产量（$10^4m^3$） | 9872 | 17693 | 28320 | 5365 | 9276 | 13730 |
| 递减指数 | 0.7674 | 0.8913 | 0.9333 | 0.6760 | 0.8511 | 0.9226 |
| 采气速度（%） | 6.17 | 5.40 | 3.86 | 17.30 | 9.17 | 5.01 |
| 采出程度（%） | 23.07 | 41.34 | 66.17 | 33.12 | 57.26 | 84.76 |

香四气层为大套砂岩夹薄层砂、泥岩、厚度为102～139米，砂岩储集层的孔隙类型包括粒间孔、基质溶孔和微裂缝。粒间孔是主要的储集空间（角13井粒间孔面孔率平均为1.56%）。储集层的中、上部为主要含气层段，其中的Ⅰ类储集层厚度为4.2～19.2米，横向变化较大，在构造轴部及西南翼较厚，北翼较薄。据角48井测试，在井深3071米以下见地层水，推断气水界面海拔为－2655米。

香二气层为大套砂岩夹页岩、少量钙质砂岩和煤层，厚度为150～167米。砂岩储集层的孔隙度一般为5%左右，渗透率变化从小于$0.05\times10^{-3}$～$3\times10^{-3}$平方微米，属裂缝－孔隙型储集层。孔隙类型有粒内、粒间、基质溶蚀孔等，以粒内孔为主。裂缝有水平缝、层理缝和构造缝。构造缝不发育，只在角43、49井岩屑中见有标志着裂缝存在的方解石晶体。

## 三、南充油田

南充油田位于四川省南充市和西充县境内，横跨嘉陵江两侧。1947年发现地面构造，1956年进行钻井制图，1957年进行重磁力详查，1960年作1∶2.5万地质细测。1957年开始钻探充3井，1958年3月充3井钻至自流井群凉高山砂岩获日产16.10吨的工业油流，从而发现了该油田。随后在整个构造上展开大规模的钻探，至1984年底共完钻井175口，其中获工业油流的井共55口。1984年完钻的井共49口，其中完钻于凉高山层的有5口，大安寨层的有35口，东岳庙层的有6口，香溪群的有2口，雷口坡组的有1口。井号以嘉陵江为界，其东边的井叫“充”字号井，西边的井叫“西”字号井。钻探最深的井是充65井，井深达3633.64米，进入下三叠统嘉陵江组。

南充油田为平缓的穹窿形背斜构造。背斜核部出露上沙溪庙组顶部地层，闭合面积为102平方公里，闭合度为70米，两翼倾角为30′～3°，有3条斜交的正断层。与地面相比地

下构造的规模增大，以大安寨层底面构造的圈闭范围计算，闭合面积为280平方公里，闭合度为160米(图10－74、10－75)。有凉高山和大安寨两套油层，埋藏深度分别为1500米及1600～1900米。此外沙溪庙组底部油层(沙底油层)，也在局部地区产出工业油流，是南充油田最浅的一个含油层组。

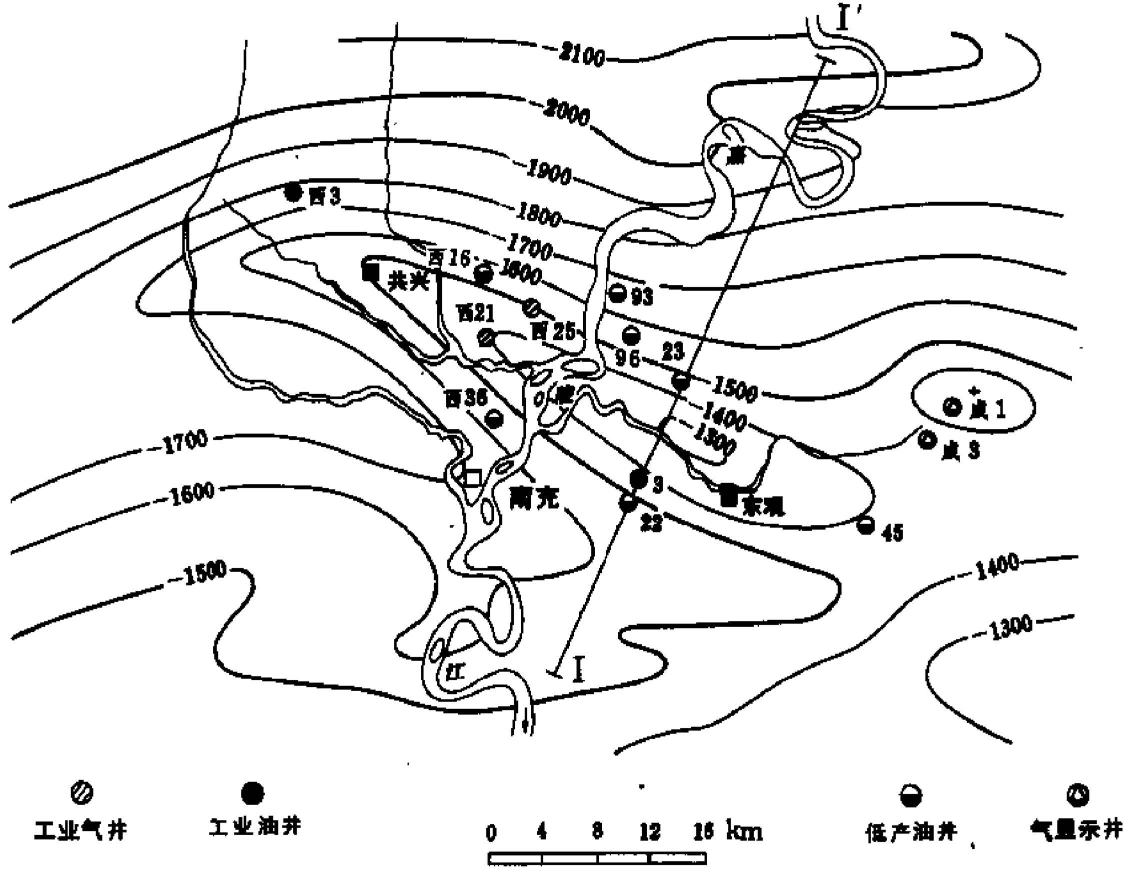



图10－74　南充油田大Ⅲ层底面构造图

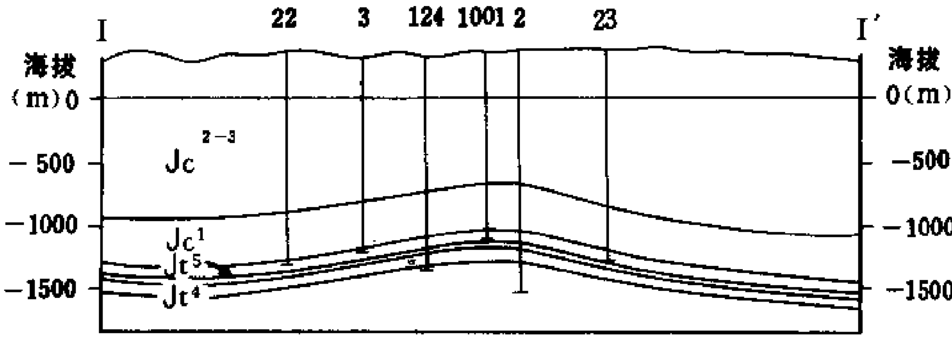



图10－75　南充油田构造横剖面图

(剖面位置见图10－74)

*1. 凉高山油层($Jt^5$)*

产油层都集中在凉高山层的上部，故又称为凉上油层，厚度为70米，由砂岩、粉砂岩和黑色页岩组成。岩性可细分为两个砂岩层集中段，中间夹一个黑色页岩段，自上而下称为凉Ⅰ段(厚30米)、凉Ⅰ～Ⅱ夹层段(厚10～15米)和凉Ⅱ段(厚30米)。凉Ⅰ、凉Ⅱ段是两个油层组，岩性都是致密的粉一细粒灰质石英砂岩与黑色页岩互层。凉Ⅱ段下部有含生物碎屑的砂质灰岩夹层。

实际上沙溪庙底部油层和凉高山油层是跨时代的同一油层组，最早的名称都统称为凉高山油层。现在的沙底油层和凉Ⅰ、凉Ⅱ油层分别对应于原来命名的凉A、凉B、凉C层。

凉Ⅰ段有3层砂岩和3层页岩，各厚5米左右；凉Ⅱ段有2层砂岩，上层厚3米，下层厚6米。这5层砂岩横向上连续性较好，可追踪对比，但岩性致密，据对717块岩芯的分析表明，孔隙度平均为1.98%，渗透率都小于$0.1\times10^{-3}$平方微米。取出的岩芯也极为坚硬，没有发现含油迹象，薄片观察也未发现可见孔隙。储渗空间主要是裂缝，其次是灰质被溶蚀而形成的次生小溶洞和溶孔，但其数量不多，故储集层为裂缝类型。

产油井主要集中在构造顶部。在有些井中产地层水(如充70井)。原始地层压力为168.86巴，饱和压力为120.6巴。地层内原油粘度为$5.7\times10^{-3}$帕秒，地层内天然气溶解度为5.6立方米/立方米。原油性质列于表10－88中。

**表10－88　南充油田原油性质对比表**

| 层　位 | 密　度 ($kg/m^3$) | 粘　度 50℃ ($10^{-3}Pa\cdot s$) | 凝固点 (℃) | 含硫量 (%) | 含腊量 (%) | 硅胶胶质 (%) | 备　注 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 凉Ⅰ、Ⅱ | 0.8638 | 9.5 | 24 | | 19.4 | 4.4 | 充29井 |
| 大　Ⅲ | 0.8356 | 7.3 | 27 | 0.08 | 23.1 | 2.9 | 西36井 |

*2. 大安寨油层($Jt^4$)*

厚度为80～90米，上、下部以介壳灰岩为主，分别称为大Ⅰ、大Ⅲ油层组，中部为一套厚50米左右的黑色页岩夹条带灰岩。大Ⅰ油层组厚约30米，下部有4层厚0.5～1米的介壳灰岩层，其中最下部的一层介壳灰岩富含介形虫化石，称为介形虫层，是区域上的对比标志层。上部的介壳灰岩层较厚，但横向变化大，只有在质纯介壳灰岩发育处才是主要的产油层段。

大Ⅲ油层组厚度为6～8米，由介壳灰岩夹薄层黑色页岩组成，上部为条带灰岩与页岩互层，下部厚层质纯介壳灰岩较发育，是大Ⅲ油层组的主要产油层段。横向较稳定，只是在构造的西北翼和东北端才变为泥质介壳灰岩夹页岩层。

介壳灰岩的介壳间孔隙都已消失，岩性致密，岩石物性很差。据对384块岩芯的分析得出，孔隙度平均为1.7%，渗透率小于$1\times10^{-3}$平方微米。储集层类型为裂缝和溶蚀孔洞复合型。取出岩芯中见有含油的张开裂缝和溶蚀孔洞，钻进中有突发性的井喷、井涌、井漏，有的井还有钻具放空现象。如位于构造长轴的西14井，在井深1784.9米的大Ⅲ中钻具放空0.1米；西21井在大Ⅲ层(井深1774.8～1775米段)钻具放空0.2米等。试采中有井间干扰等现象，这些都说明储集层内存在裂缝，因而油层的渗透能力得到了改善。

南充油田的大安寨油层，含油条件的好坏与介壳灰岩的岩性变化有关，即介壳灰岩是形成工业产层的重要基础，对油井分布起着控制作用。在质纯介壳灰岩发育的地区含油条件就

好，反之在介壳灰岩含泥质多和页岩夹层增多的地区则含油条件变差。从图10－76明显地看出大Ⅲ油层介壳灰岩在油田范围内的变化明显，在构造高点及西部地区有两块质纯介壳灰岩发育区，呈“舌状”向北突出。这种变化可能主要受沉积时湖底微型地貌起伏的控制。大Ⅲ油井的分布与上述介壳灰岩分布区基本吻合。由于大Ⅲ介壳灰岩的变化不受局部构造的控制，因而油井的分布范围也超越了局部构造圈闭的范围。

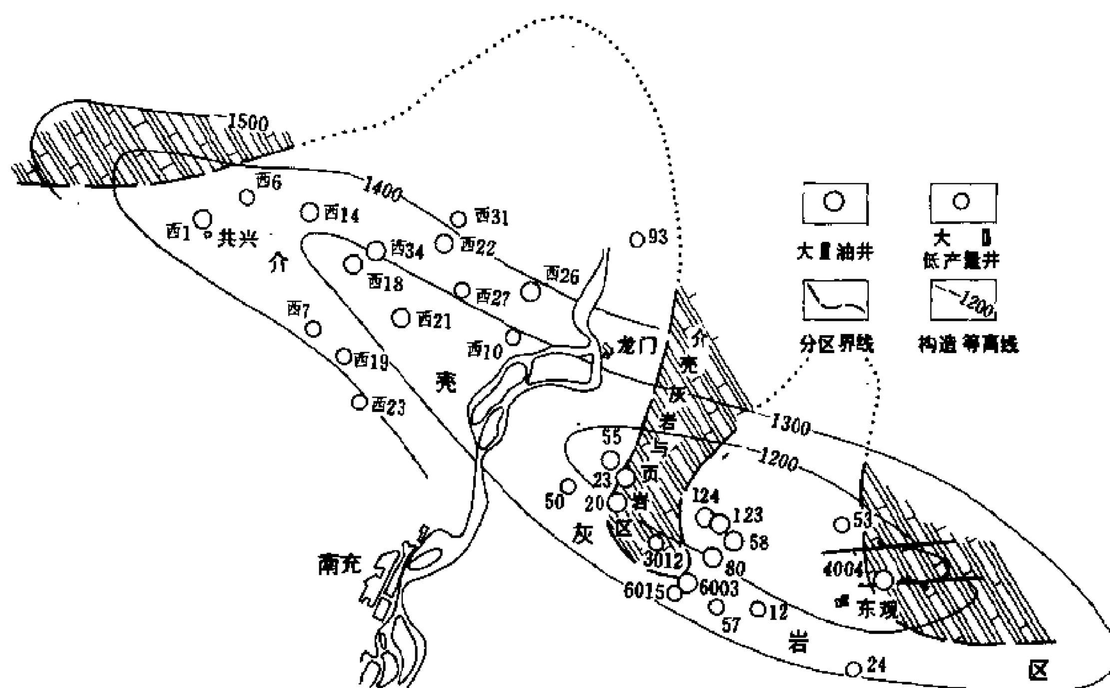



图10－76　南充油田大Ⅲ油层组岩性分区图

另一方面油气聚集也受构造的控制，主要表现在油气按构造部位形成重力分异。如大Ⅲ油层溶解气中甲烷含量的变化，在构造顶部溶解气组分轻，而构造翼部的组分重(图10－77)，说明在有介壳灰岩层的背景上，构造条件对油气的富集和分异有一定的作用。

大安寨油藏油井控制的含油面积约为1270平方公里，但并非都能产出工业油流，高产井、中产井、低产井和干井相间，难于划出有效含油面积。油藏外围也无明确的边界，如在背斜北翼(闭合线外2.5公里)所钻的充93井，日产油量为1.5吨，未见地层水；最西端的西3井(在闭合线以外6公里)也产油，不见地层水。但在油藏内局部却有地层水产出，这些都显示了裂缝性的构造－岩性油藏的不均质特点。油藏原始地层压力为196.23巴，压力系数为1.1左右。油藏驱动类型属弹性－溶解气驱动。

南充油田1958年投产，至1984年底，累计产原油282105吨，其中凉高山油层产油84697吨，大安寨油层产油196247吨。以钻探此两目的层的157口专层井计算，平均每口井累计产油1789吨，经济效益很低。生产实践和地质特点都说明，凉高山油层和大安寨油

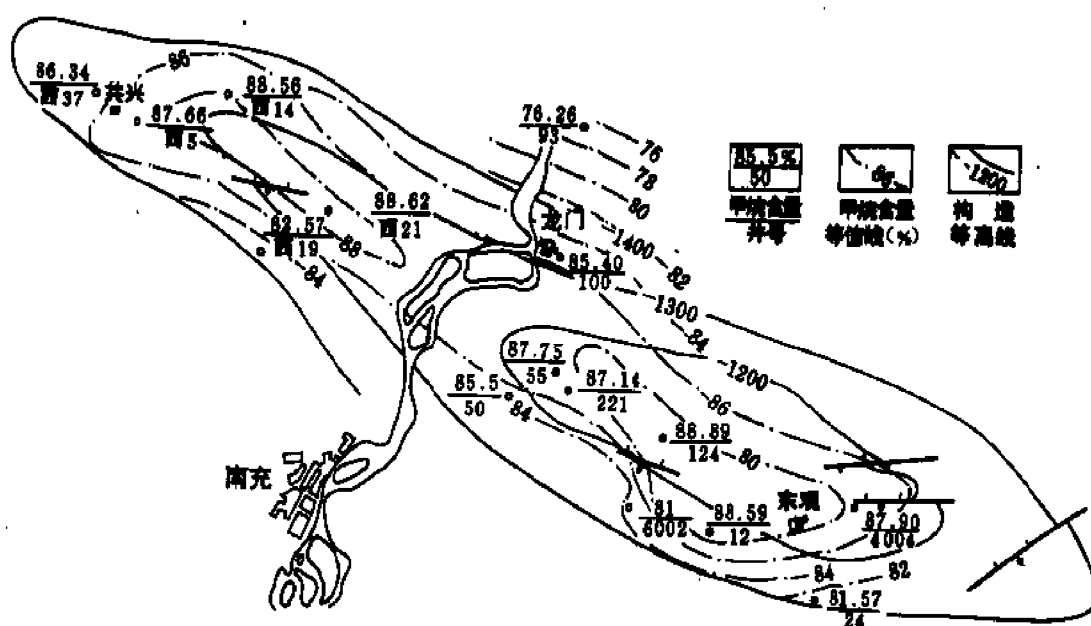



图10－77　南充油田大Ⅲ油层组天然气甲烷含量等值线图

层都是产能不高的贫矿。勘探和开采初期对它的特点认识不够，采取的措施不当，也是经济效益低的原因。如1958～1961年为大规模的钻探阶段，这个时期的主要特点是在构造东部(嘉陵江以东)约60平方公里的面积内打了140口井，钻探速度很快。当时对油田的认识是以孔隙性层状储集层模式为指导，采用了面积布井方法，或在已获得原油的井的周围就近钻探，如在构造南翼的充3～5井区约5平方公里面积共布井63口，井距为0.3～0.5公里。通过钻探虽在凉高山组和大安寨组均发现了油气流，但由于油层太薄，孔隙度很低，且裂储的非均质性极强，所以油井成功率低。已获得油气流的井，由于采用大压差生产，虽然短期内能高产，但造成了产油量大起大落和过量消耗油层能量的不良后果。加之井身质量差，增产措施不力，也无法使已投产的油井稳定生产。

1965年在充5井对凉高山油层进行单井注水试验，总注水量达2万立方米，经试验证实，由于油层中裂缝的不均质性造成恶性水淹，同时受井身结构质量等问题的影响，未取得预期的效果。

总之，对南充油田自投产以来做了大量的工作，也采出了20多万吨原油，但是所做的工作与取得的成效之间存在着较大差距。当前的问题是，原油的剩余储量和分布规律不清，适合于裂缝性油层的开采技术也有待于改进，只有这些问题得到了解决，才有可能对这类老油田进行二次采油。

# 第十一章　资源预测及勘探前景

正确评价一个沉积盆地的油气资源潜力是一项十分有意义的工作。它是制定一个地区油气勘探方案和规划部署的重要依据。四川盆地比较系统地开展这项工作是从80年代开始的，相继对震旦系上统—三叠系中统、三叠系上统、侏罗系下统大安寨油层、凉高山油层进行了资源评价研究。本章中所提出的有关资源量的成果和认识，均是以这些资料为依据编写的。

四川盆地是一个在纵向上具有多个含油气层系的盆地，同时又是一个油气演化程度高的盆地，不仅有丰富的天然气资源，而且还有石油资源。但限于勘探程度，对这些不同层系的含油气层，无论是在投入工作量方面，还是对有关地质规律的认识方面都存在着差异。因此，文中提出的资源潜力预测仅仅是一个初步成果，尚有待今后不断地进行工作去充实和修改。

为了在阅读本章时能对资探预测所涉及的内容和范围有所了解，下面首先介绍一下这次资源评价工作中所遵循的一些基本原则。

1)以已知的和具有远景的含油气层系为评价对象。已知的是指目前已证实具有工业产能的含油气层系；具有远景的是指目前虽未被证实具有工业产能，但根据各项地质因章分析具有一定油气资源潜力的含油气层系。评价对象总计涉及震旦系至侏罗系9个系21个单元。

2)以构造圈闭作为评价的基本地质单元。主要是对构造圈闭形成油气藏的可能性和资源规模作出预测，包括由于褶皱成断裂作用而形成的背斜、构造高点和断鼻等正向构造。对于裂缝、岩性、地层等圈闭的资源情况，限于资料和认识程度则未包括在内。但侏罗系大安寨油层则例外，鉴于它主要是属于受区域岩性、岩相控制的岩性油藏，在评价单元的划分上采用将评价区按网格状划分为若干个区块，以长宽各占有一定范围的区块作为评价的基本地质单元。

3)由生油气条件研究计算出的总生油气量和再乘以排聚系数计算的总资源量，只作为远景评价时的参考，而不作为区块评价的主要依据。

4)油气资源评价中要涉及两类地质风险。第一类风险同油气藏存在的可能性有关，这是由油气藏形成的随机性产生的；第二类风险同油气藏规模大小有关，它是由油气藏参数的随机性产生的。这两类风险不同程度地出现在各圈闭中，所以对资源量的计算是根据地质保证程度的不同，划分了若干个等级分别进行的。

5)由于勘探程度和储集层结构上的差异，不同的含油气层系在进行资探量计算和评价时，对有关参数的选用和计算方法情视各含油气层的具体情况而定，并不强求统一。

探明储量亦属资源量，但对这一部分，文中未单独列出。

6)用分布的形式表达评价单元的资源量。资源评价主要是对未钻探成尚未发现的资源规模作出定量钻计。因此，计算中常采用类比法求取参数，然而所求之参数又往往带有较大的储机性和不可靠性。为了客观地反映我们对资源潜力的认识水平，就应当把计算资源量方程中的参变量处理成随机变量，相应地引入蒙将卡洛技术进行计算，并构成评价单元的资源潜力分布。

根据上述原则将依次把震旦系上统—三叠系中统、三叠系上统及侏罗系下统大安寨、凉高山油层等地层油气资源评价及预测分述于下。

## 第一节　震旦系上统至三叠系中统资源评价与预测

### 一、资源分级

油气资源是一个不断变动的地质－技术－经济参数。随着地质保证程度的增加和经济开采价值的增大，所获油气资源的等级也将愈高。四川盆地震旦系上统—三叠系中统海相地层资源分级是按石油工业部全国资源评价会议文件《油气资源评价研究与方法》，并结合四川的实际情况，将资源量命名和分级规定如下(表 11－1)：

表 11－1　四川盆地海相地表油气资源分级示意表

<table>
<tr><td rowspan="3"></td><td>证明储量</td><td colspan="4">预测资源量　(圈闭法)</td><td rowspan="3">远景资源量<br>(恢复氯仿沥青"A"法总资源量)</td></tr>
<tr><td rowspan="2">Ⅰ＋Ⅱ级</td><td rowspan="2">Ⅰ级初算资源</td><td colspan="3">Ⅱ级潜在资源</td></tr>
<tr><td>$Ⅱ_1$</td><td>$Ⅱ_2$</td><td>$Ⅱ_3$</td></tr>
<tr><td>有经济价值的</td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td rowspan="2"></td></tr>
<tr><td>经济价值较次的</td><td></td><td colspan="4"></td></tr>
</table>

经济开采价值增大↑

←地质保证程度增大

*1*、证明储量

指根据已经控制的、具有经济价值的含油气面积和油气层有效厚度面计算出的储量。它包括用压降法或容积法计算的Ⅰ级开发储量和Ⅱ级探明储量(统称为Ⅰ＋Ⅱ级储量)。

2．预测资源量

指未经钻探或仅有少量钻探井的含油气有利地区、有利层系、有利圈闭，根据地质、地球物理与分析化验资料，通过对区域地质规律——形成油气藏的主要控制因素的研究，以及与地质条件相类似的已知气区、含油气层的资源进行类比，所推算的地质资源．其计算参数大部分是推断的，预测资源又可分为Ⅰ、Ⅱ级：

(1)Ⅰ级初算资源

指在构造圈闭上有 1 口以上的探井获得工业气流(单井测试日产气量达 1 万立方米以上)，即风险值为1.0 时，运用容积法或单储系数法对评价单元所计算的资源量。若评价单元为已知气田，则将扣除了已证明的储量后命下的初算资源统称为Ⅰ级初算资源．

(2)Ⅱ级潜在资源

指具备生油、储集、圈闭和保存条件面目前尚未获油气的评价单元，运用容积法或单储系数法估算的资源量。可作为提供预探的主要依据。根据风险值大小，潜在资源又可分为：

1)$Ⅱ_1$级潜在资源——风险值 ≥0.75；

2)$Ⅱ_2$级潜在资源—— 0.5< 风险值 <0.75；

3)$Ⅱ_3$级潜在资源——风险值 ≤0.5。

*3．远景资源量*

指采用地球化学资料（氯仿沥青"A"）估算的盆地或区块的理论资源量，它代表评价区的资源潜力总规模（即用恢复氯仿沥青"A"法计算生油量或转换为生气量，然后考虑聚集系数所估算出的评价区块、评价层系和全盆地资源总量）。此资源量可作为区域勘探和寻找新圈闭、新领域，寻找隐蔽油气藏的重要依据。

*4．经济价值分级*

（1）有经济价值的资源

指在上述预测资源中，在目前经济技术条件下，有一定经济效益的资源量。包括Ⅰ级初算资源量和Ⅱ级潜在资源量乘以风险的资源量。并以此资源量来预报区块、层系和盆地可能获得的资源，是一种比较可靠的资源量。

（2）经济价值较次的资源

将Ⅰ级和Ⅱ级预测资源中，因目前经济技术条件所限，相应经济效益甚微者（或限于地质条件尚不能实现者）定为经济价值较次的资源。也就是说，具有下列具体条件之一者皆属经济价值较次的资源：

1）局部圈闭风险值 <0.2；

2）目的层埋藏深度 >7公里；

3）计算资源量0.5概率 <1亿立方米。

上述Ⅰ级、Ⅱ级有经济价值的资源量和经济价值较次的资源量都是根据已知局部构造圈闭而计算出的资源量。

**二、资源量计算方法和参数选定**

四川盆地是一个多含油气层系的盆地，对于不同的目的层，由于它们的勘探程度和地质认识程度存在着差异，因而对有关资源量的计算方法和参数选定也不可能完全一样。本志根据不同含油气层的资料程度，主要介绍两种方法：一是利用恢复氯仿沥青"A"资料用生聚法计算远景资源量；二是用容积法计算圈闭范围内的资源量。另外，对于个别勘探程度较高的含气层（三叠系嘉陵江组、二叠系阳新统）采用了体积估计法和气田储量规模序列法来预测圈闭内的资源量。下面分别将各种方法阐述于后。

*1．远景资源量的计算方法*

震旦系上统—三叠系中统远景资源量的计算采用的是恢复氯仿沥青"A"法。恢方法是根据四川盆地的实际情况，对石油工业部资源评价会议所介绍的氯仿沥青"A"法修订而成，故命名为恢复氯仿沥青"A"法。运用此方法对14个评价单元计算了远景资源量。

（1）基本原理

生油岩中的生油量可根据母岩在最大成油期（即成熟阶段末期）的残余油量来估算。而最大成油期单位重量岩石的残余油含量，又可近似地用它的氯仿沥青"A"含量来表示。其计算公式如下：

$$Q_{生}=Q_{残}+Q_{排} \tag{1}$$

$$Q_{排}=Q_{生}\times K \tag{2}$$

$$Q_{残}=S\times H\times \gamma \times \text{“A”} \tag{3}$$

上述三式互代得出：

$$Q_{排}=S\times H\times\gamma\times“A”\times(\frac{1}{1-K}-1) \tag{4}$$

(4)式只适用于成熟度较低—成油高峰期的各时期生油量计算。因四川盆地三叠系中统至震旦系上统各评价单元油气成熟度较高，故提出恢复氯仿沥青“A”法。计算公式如下：

$$Q_{排}=S\times H\times\gamma\times“A”\times(\frac{K“A”}{1-K}-1)\times K_{gas} \tag{5}$$

式中 $Q_{生}$ ——累积生油量；

$Q_{排}$ ——排油量(指从生油岩中排出的油量)；

$Q_{残}$ ——残余生油量；

K ——排出系数；

S ——生油岩分布面积；

H ——生油岩厚度；

$\gamma$ ——生油岩密度；

“A”——生油岩中的氯仿沥青“A”含量；

K“A”——氯仿沥青“A”恢复系数；

$K_{gas}$ ——单位原油热解成气量。

(2)参数选定

S、H ——从生油岩等厚图中分别读出生油岩面积、厚度。

$\gamma$ ——生油岩密度，系根据1956年盆地内实测资料，碳酸盐岩一般为27亿吨/立方公里，粘土岩一般为26亿吨/立方公里。

“A”——残余氯仿沥青“A”，即现在实测的生油岩中氯仿沥青“A”含量。

K ——生油高峰期油的排出系数，世界上多数油田为0～50%，考虑到泥质岩对烃类的吸附能力较碳酸盐岩强，故盆地内统一取值：石灰岩为20%，粘土岩Ⅰ、Ⅱ型为15%，Ⅲ 型为10%。

$K_{gas}$ ——一般根据热力值将1吨原油换算等于1000立方米天然气，但据四川石油管理局地质勘探开发研究统模拟实验结果：1吨原油可裂解成600立方米天然气，本文采用后者，即1吨原油相当于600立方米天然气。

K“A”——根据四川盆地及喀麦隆杜阿拉盆地资料，当 $R_o>2$ 时，氯仿沥青“A”恢复系数K“A”为13～14左右(见表11－2、表11－3)。目前盆地尚未对氯仿沥青“A”恢复系数问题进行严格的、系统的试验，仅根据零星资料作推断，故文中涉及到资源量计算时采用两种方案进行：第一种方案，只引用生油高峰以后“氯仿沥青‘A’含量随成熟度增高而减少”这个概念，有意偏小规定各成熟阶段的恢复系数；据二种方案是根据非洲喀麦隆杜阿拉盆地的实钻资料(表11－3)计算的成熟阶段的恢复系数(表11－4)。

用恢复氯仿沥青“A”法换算的生油气量据要乘以聚集系数才等于远景资源量。因而正确地选择聚集系数就显得十分重要了。

表 11－2 川中金4井大安寨层($Jt^4$)岩芯样品热模拟试验结果表

| 样品 | 岩性 | 加热 ℃ | 氯仿沥青"A" % | 干酪根 H/C (原子) | $R_o$ % | 氯仿沥青"A"恢复系数 (K"A") |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 样1 | 黑色含泥质灰岩 | 未加热 | 0.04 | 1.11 | 1.167 | |
| | | 150 | 0.02 | | 1.236 | 2.0 |
| | | 300 | 0.004 | 0.91 | 1.792 | 10 |
| | | 450 | 0.003 | 0.56 | 2.24 | 13.33 |
| 样2 | 灰黑色含介壳泥岩 | 未加热 | 0.029 | 0.78 | 1.181 | |
| | | 150 | 0.013 | | 1.233 | 2.33 |
| | | 300 | 0.007 | 0.73 | 1.507 | 4.14 |
| | | 450 | 0.002 | 0.53 | 2.33 | 14.5 |

表 11－3 非洲喀麦隆杜阿拉盆地资料整理结果表

| 岩性 | 井深 (m) | "A"/C | $R_o$ % | 干酪根 H/C(原子) | 恢复系数 K"A" |
|---|---|---|---|---|---|
| 泥质岩 | 2041 | 0.1003 | 0.85 | 0.71 | |
| 泥质岩 | 2280 | 0.0806 | 1.05 | 0.65 | 1.24 |
| 泥质岩 | 2378 | 0.0458 | 1.29 | | 2.19 |
| 泥质岩 | 2488 | 0.0984 | 1.53 | 0.57 | 1.02 |
| 泥质岩 | 2746 | 0.0284 | 1.87 | 0.48 | 3.54 |
| 泥质岩 | 3290 | 0.0073 | 2.37 | 0.50 | 13.73 |
| 泥质岩 | 3585 | 0.0076 | 2.81 | 0.45 | 13.19 |

表 11－4 有机质成熟度分期表

<table>
<tr><td colspan="2" rowspan="3">成熟阶段 / 项目</td><td rowspan="2">未成熟</td><td colspan="3">成熟</td><td colspan="3">过成熟</td></tr>
<tr><td colspan="2">Ⅱ$_1$</td><td rowspan="2">Ⅱ$_2$</td><td rowspan="2">Ⅲ$_1$</td><td rowspan="2">Ⅲ$_2$</td><td rowspan="2">Ⅲ$_3$</td></tr>
<tr><td>Ⅰ</td><td>Ⅱ$_{1-1}$</td><td>Ⅱ$_{1-2}$</td></tr>
<tr><td colspan="2">$R_o$ %</td><td colspan="7">0.65　1.0　1.35　2.0～2.2　2.5　3.0</td></tr>
<tr><td rowspan="2">恢复系数 K"A"</td><td>第一方案 (偏低取值)</td><td></td><td colspan="2">1</td><td>2</td><td>3</td><td>4</td><td>5</td></tr>
<tr><td>第二方案 (现采用值)</td><td></td><td>1</td><td>2</td><td>10</td><td>13</td><td>15</td><td>16</td></tr>
</table>

根据对世界6大含油气盆地的聚集系数(聚集量/生油气量)资料的统计表明(表11－5)，其聚集系数平均为0.005。四川盆地震旦系—石炭系以及中下三叠统所采用的

聚集系数平均值也是0.005。确定此值的依据：一方面是根据与苏联第涅伯尔一顿涅茨盆地进行地质类比而定，该盆地面积为13.5万平方公里，属多旋回克拉通内陆盆地，基底由前寒武纪变质岩及火成岩组成，沉积盖层厚约6000米，产层为碳酸盐岩和砂岩，与四川盆地有很多相似之处；另一方面是根据四川盆地勘探程度较高的嘉陵江组实际资料计算而来。以该组勘探程度较高的川南、川西南二个区块计算，天然气聚集系数为0.0047。其计算公式及结果如下：

$$天然气聚集系数(a)=\frac{探明储量+探明储量(\frac{尚待勘探程度}{已有勘探程度})}{折算后的生气量}$$

川东区(a)=0.0031

川南区(a)=0.0057

川西南(a)=0.0037

表11-5 美、苏6大含油气盆地气聚集系数表

| 含油气盆地 | | 气聚集系数 |
|---|---|---|
| 伊利诺斯 | (美) | 0.004 |
| 齐曼—伯朝拉 | (苏) | 0.002 |
| 第涅伯尔—顿涅茨 | (苏) | 0.005 |
| 圣华金 | (美) | 0.01 |
| 洛杉矶 | (美) | 0.001 |
| 西西伯利亚 | (苏) | 0.008 |

二叠系的油气来自本层，自生自储特点显著，其天然气聚集系数仍根据该层系勘探程度较高的川南、川西南区块的资料进行估算。计算结果为川南区块为0.0136，川西南区块为0.0075。计算公式如下：

$$聚集系数=\frac{(Q_{I}+Q_{I}\times B)/C}{Q_{生}}$$

式中 C——勘据程度百分数(川南为73%，川西南为66%)；

$Q_{生}$——恢复氯仿沥青"A"法计算的生气量；

$(Q_{I}+Q_{I}\times B)/C$——是终工业储量；

$Q_{I}$——已获天然气工业储量(压降储量)；

B——已获天然气工业值量增值的百分数，统一采用20%。

(3)实例(以寒武系为例)

寒武系生油岩厚度较大，其下较Ⅰ级据质生油岩厚度为100～396米，川西北、川北的厚度为600～1200米。中上统Ⅰ+Ⅱ较碳勘盐岩生油岩厚约200米，其中川西北是薄为0～50米，川寨、川南最厚为900米。有机质丰度较高，有机碳含量寒武系下统为0.86～0.2%、中上统为0.24%；氯仿沥青"A"含量下统为0.060～0.036%、中上统为0.028%，根据这些实际资料求取参数，采用上述公式经计算得出：寒武系下统生油勘力为37.81万吨/平方公里、中上统为26.24万吨/平方公里；排油能力寒武系下统为31.05万

吨/平方公里、中上统为21.67万吨/平方公里；全盆地生油量寒武系下统为1065.24亿吨，折算成生气量639144亿立方米，中上统生油量为595.94亿吨，折算成生气量为357564亿立方米，整个寒武系总生油量为1616.18亿吨，折算成总生气量为996708亿立方米；远景资源量寒武系下统为3195.72亿立方米、中上统为1787.82亿立方米，整个寒武系为4983.54亿立方米。

2．圈闭内资源量的计算方法

盆地内绝大多数油气田均为构造圈闭类型，曾采用几种方法对构造圈闭内资源量进行计算。下面将重点介绍用容积法[1]和容积法[2]计算资源量的方法(其中仅对资料较全的石炭系进行了容积法[1]的计算，其它各层系则采用容积法[2]进行计算)。此外，对体积估计法和规模序列法计算资源量的方法也作一简介。

(1)容积法[1]

1)基本原理：按下列资源潜力方程计算基本地质单元内(指构造圈闭)的资源量。

a．资源潜力方程。一般常用的参数方程为：

$$Q_i = A'_i \times H_i \times \varphi_i \times S_g^i \times T_f \times R_e \times C_i \quad (1)$$

式中 $Q_i$——第i个评价单元的资源量；

$A'_i$——第i个评价单元的圈闭面积；

$\varphi_i$——第i个评价单元的平均孔隙度；

$H_i$——第i个评价单元的储集层平均厚度；

$S_g^i$——第i个评价单元的含气饱和度；

$T_f$——油气充满度；

$R_e$——采收率；

$C_i$——体积换算系数。

考虑到资源评价中参数值的随机性和不可塞性，用随机变量取代资源潜力方程(1)中的参变量是适宜的。资源潜力方程(1)则变为：

$$Q_i = A_i \times H_i \times \varphi_i \times M_i \quad (2)$$

式中 $A_i$——含气面积($A'_i \times T_f$)；

$M_i$——$S_g^i \times R_e \times C_i$。

资源潜力方程(2)表达的已是随机变量乘积过程而不是参变量乘积过程，运用蒙特卡洛技术实现这个运算过程(图11-1)。

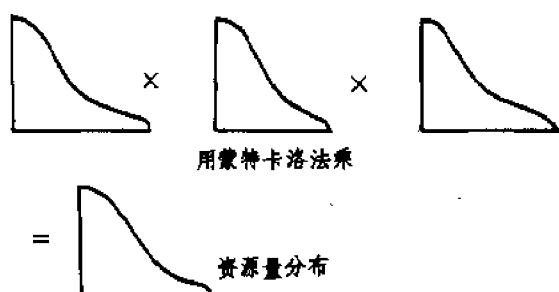



图11-1 用蒙特卡洛法乘求资源量分布示意图

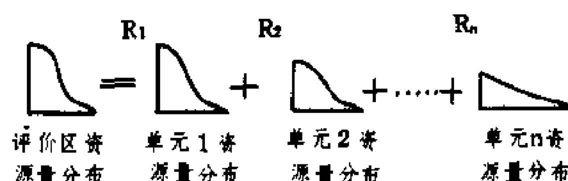



图11-2 评价区资源量与n个单元资源量关系示意图

若一个评价区由 n 个基本地质单元组成，计算整个评价区的油气资源量的过程可参照图 11－2 进行。首先使 n 个基本地质单元的资源量分布带上风险系数，然后对各单元资源潜力随机变量$\xi_1$、$\xi_2$…，$\xi_n$随机抽样。令$\eta$为评价区资源量分布，则

$$\eta = \sum_{i=1}^{n} \xi_i \tag{3}$$

b.地质风险分析。计算各评价单元的资源量是指有油气资源的构造圈闭的资源量之总和，实际上并非所有的构造圈闭都有油气，所以必须对未钻探的构造圈闭给予一定的风险值，在计算过程中需要估计风险系数。在评价一个地质单元时，首先要遇到的就是有无油气藏存在这个问题，既要研究存在可能性的大小，又要研究钻探这个地质单元需要冒多大的风险。一般地讲，油气藏的存在往往依赖于生油岩($A_1$)、储油岩($A_2$)、圈闭($A_3$)与运移和圈闭的搭配($A_4$)及保存条件($A_5$)等因素在评价单元中同时出现，若缺少上述重要因素中的任何一个，则排除了油气藏存在的可能性。如果把上述每一个因素的出现看作是与其它因素无关的独立事件，那么，可用下式，

$$P(A_1A_2A_3\cdots)=P(A_1)P(A_2)P(A_3)\cdots \tag{4}$$

来表达形成油气藏的诸因素在一个评价单元上同时出现的可能性大小，其中($A_1A_2A_3$…)的概率等于"$A_1$"、"$A_2$"、… 诸事件的概率之乘积。换言之，只要对每个因素出现的可能性大小作出估价，就能对它们共同出现的可能性大小作出评价。

事件的概率是一个变化在 0 ～ 1 之间的值，只有在"$A_i$"(i=1，2，…)诸事件的概率取值为1的情况下，"$A_1A_2A_3$…"事件的概率才为1，即冒的风险最小、钻探该单元有最大的把握获得成功。相反若"$A_i$"诸事件的概率有一个为零，那么，"$A_1A_2A_3$…的概率取值也为零，也就是说，要冒极大的风险或钻探该单元极可能失败。即：R(风险系数)=P($A_1A_2A_3$…)，且 $0 \leq R \leq 1$。式中之 R 值越大，风险越小；R 值越小，风险越大。



图11－3　条件资源量与带风险资源量比较示意图

在对基本地质单元作资源评价时，应该使用风险系数(R)，使条件资源量(由资源潜力方程(2)计算的资源量是在油气藏存在的前提下所估算的潜力，它反映的是有条件的资源潜力)带上风险。带风险的资源量分布(图 11－3)不仅描述了评价单元的潜力分布，而且表明了评价单元资源存在的可能性大小，由此可见风险系数是资源量运算中的重要参数。

2)实例(以裂缝－孔隙型储集层的石炭系为例

采用公式为：

$$Q=A'\times H\times \varphi \times (1-S_w)\times T_f\times R_c\times C$$

式中的各项参数基本同前，其中不一致者，其含义为：

$S_w$——含水饱和度；

$$C=\frac{P\times T_0}{P_0\times T\times Z}$$

其中　P —— 地层压力；$P_0$ —— 地表压力；T —— 气层温度；$T_0$ —— 地表温度；

Z——压缩系数。

a．参数选择。闭合面积(A ′):凡有地震资料的构造,均选用以"阳新统($P_1$)顶"或"阳新统($P_1$)底"为制图层的构造圈闭面积。无地震资料者则使用地面细测资料中嘉五[3]($Tc_3^5$)底面构造图之闭合面积。但所使用面积均为曲面展开面积。

气藏充满度($T_t$)：对尚未勘探的局部圈闭，要求准确取得充满度的数值是十分困难的。为了较可靠的取得类比数据，只能从影响圈闭充满度的主要因素——构造及保存条件这一认识出发，从已知到未知建立了3组判别函数，利用判别分析而求得充满度类别。

第1组：张家场、建南、福成寨等气田，$T_f$为0.8～1.0；

第2组：相国寺、雷音铺等气田，$T_f$为0.4～0.8；

第3组：板桥、铜锣峡，黄泥堂等已钻构造，$T_f$为0～0.4。

同时又根据构造高点海拔、褶皱强度系数、长轴/短轴这3项参数，建立了3组判别函数如下：

$$y_1 = 16.775 - 24.0576\, x_1 + 28.8668\, x_2 - 0.3548\, x_3$$

$$y_2 = -7.5904 - 10.7198\, x_1 + 22.3193\, x_2 - 0.0735\, x_1$$

$$y_3 = -12.9399 + 3.2343\, x_1 + 14.4196\, x_2 + 0.2154\, x_3$$

式中　$x_1$——构造高点海拔(以阳新统顶制图层为准)；

$x_2$——通过构造高点达于向斜轴部构造横剖面的褶皱强度系数；

$x_3$——构造长轴/短轴的比值。

具体建立构造充满度判别函数的样本组及判别指标见表11－6。

**表11－6　建立构造充满度类别的判别函数的样本数据表**

| 类别 | 构造名称 | 充满度 $T_f$ | 指标 | | |
|---|---|---|---|---|---|
| | | | 高点海拔(m) | 褶皱强度 | 长轴／短轴 |
| Ⅰ类 | 张家场 | 0.8～1.0 | －1510 | 0.0588 | 7.75 |
| | 福成寨 | | －1280 | 0.0902 | 4.56 |
| | 建　南 | | －1170 | 0.2566 | 5.52 |
| Ⅱ类 | 相国寺北 | 0.4～0.8 | 667 | 0.9688 | 7.85 |
| | 相国寺南 | | －550 | 0.2080 | 7.85 |
| | 雷音铺罗家山 | | －610 | 0.8013 | 37.2 |
| Ⅲ类 | 板　桥 | 0～0.4 | 720 | 0.9591 | 50.2 |
| | 铜锣峡 | | 1177.5 | 1.1879 | 18.1 |
| | 黄泥堂合兴街 | | 1050 | 1.2733 | 18.9 |

如果要求取一个尚未钻探构造的充满度，必须将该构造的$x_1$、$x_2$、$x_3$值代入3个判别式求得$y_1$、$y_2$、$y_3$、$y_i$(i＝1、2、3)中最大者的下标就是被预测的构造圈闭应归属的按充满程度划分的类别。如$y^1$最大者则判属Ⅰ类构造充满度，以此类推，$y^2$、$y^3$最大者则分别判属Ⅱ类

或Ⅲ类构造充满度。

孔隙度($\varphi$)：系指有效储集层(孔隙度>2%的储集层)的平均孔隙度。由于储集条件受沉积相的控制，因而根据各相带的物性资料(标本数均大于100块)建立了蒸发海台地、局限海台地、开阔海台地相平均孔隙度累积频率曲线，然后对所评价单元用它所属相带的这条曲线作为资源潜力方程中对应的随机变量。因为计算各相带平均孔隙度值用的都是大样本●，所以各相带的平均孔隙度分布按正态分布建立。在资源量计算中资料较少的各圈闭之孔隙度按所属相带选取；钻井取芯较多的圈闭则可单独确定适合于本构造的变化范围(表11－7)。

表11－7 卧龙河、雷音铺等气田孔隙度数据表

| 气田名称 | 物性资料分析样数(个) | $\varphi$ 均值(%) | $\varphi$ 方差(%) | $\varphi$ 分布(%) |
|---|---|---|---|---|
| 卧龙河 | 338 | 5.89 | 0.1306 | 5.49～6.28 |
| 相国寺 | 159 | 6.4 | 0.198 | 5.81～6.99 |
| 福成寨 | 328 | 5.1 | 0.12 | 4.47～5.46 |
| 张家场 | 477 | 6.6 | 0.138 | 6.13～7.01 |
| 雷音铺 | 127 | 5.799 | 0.207 | 5.17～6.42 |

有效储集层厚度(H)：根据区域研究认为孔都度大于2%的储集层可作为石炭系的有效储集层，故有效储集层可从$\varphi>2\%$厚度等值线上储都其厚度值。1980年以后发现的断鼻、断高则分别由实测资料和Ⅰ级储集层($\varphi>3\%$)厚度等值线图上读取。勘都程度较高的卧龙河等气田则用随机变量来表示。

含水值和度($S_w$)：指已知气藏有效储集层部分的含水饱和度。勘探程度较低的地区此参变量乃由各相区粗略确定。在蒸发海台地相区平均为20%左右，局限海台地和开阔海台地相区平均为25%左右，勘探程度高的卧龙河等气田用随机变量来表示。

采收率($R_e$)：为可采储量与地质储量之比值。对四川地区，经过多年的勘探开发研究，科研人员总结出气井稳产期的长短取决于采气速度，而稳产期采出程度又取决于产层渗透性的好坏，但不影响气井最终采收率。无水气值最终采收率可达90%以上。但考虑到有水气井较多，所以级一选取采收率为85%。

体积换算系数(C)：天然气压缩系数(Z)为0.85；地温都度取四川盆地平均地温都度(1℃/41.5米)；地表温度为18℃；地层压力根据压力－探度级验公式求得，即都度≤2000米时，$P=0.1233x$；当探度>2000米时，$P=73.2014+0.0995x$(式中P——地层压力；x——探度)。然后用换算公式$C=\dfrac{P\times T_0}{P_0\times T\times Z}$，求得各构造圈闭的数值。

b．计算。应用实现随机变量数学运算的蒙特卡洛技水进行运算，温程如图11－4所示。对圈闭内资源量计算的乘积过程是由计算机完成的，先将各参变量和随机变量累积频率分布曲线存放在计算机内，然后用随机变量摸拟法从每条曲线上随机取变量值，并用于产生这个方程的一个可能都。这个过程重复一万次，便较得一万个可储解，然后将一万个解由

● 示一群体样本的组合。

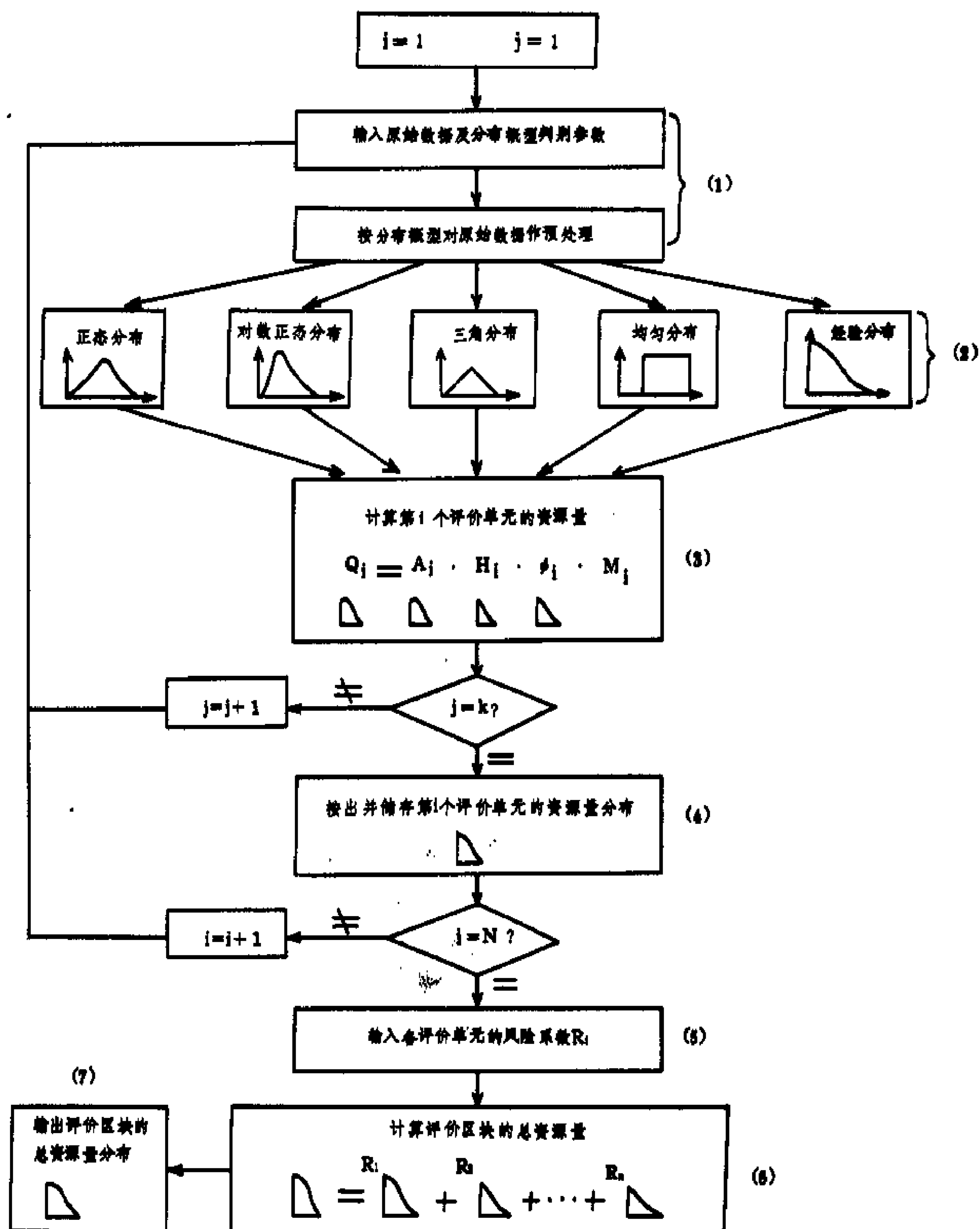



图 11－4 容积法[1]流程图

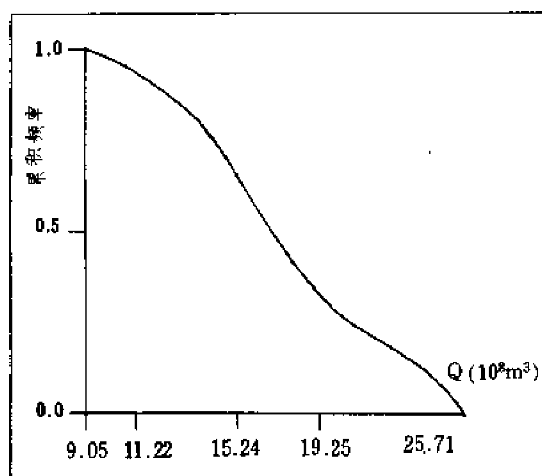



图 11－5　万顺场高点资源量累积频率分布曲线

小到大进行排列并作出累积频率分布图，最后得到每个圈闭在不同频率条件下的资源量。如图11－5所示，大池干井构造万顺场高点资源量最低不少于9.05亿立方米，最大不超过25.71亿立方米，最可能的资源量（概率90～20%）为11.22～19.25亿立方米。

c．精度评价。为了考察上述方法的可行性和参数的合理程度，对勘探程度较高的相国寺(北)气田石炭系气藏进行了两次运算，其参数选用如表11－8中所示。经计算其资源量和储量对比结果如表11－9所示，从表中可看出，压降法储量正处于最可能资源量区间内(30.43～57.20和36.44～39.91亿立方米)。因此，这一方法所确定的参数作为资源量估算是可靠的。

**表 11－8　相国寺气田石炭系气藏参数表**

| 参数名称＼年份 | 1980年 | 1980年以后 |
|---|---|---|
| 含气面积（$km^2$） | 4.91～16.91 | 59.53 |
| 孔隙度　(%) | 6.26～7.84 | 5.81～6.99 |
| 有效厚度（m） | 7.0 | 5.41～6.41 |
| 充满度　(%) | 40～80 | 76 |
| 含气饱和度（%） | 80 | 70 |

**表 11－9　相国寺气田天然气资源量与储量精度对比表**　　　**单位：$10^8$ $m^3$**

| 概　率 | 第一次资源量 | 第二次资源量 | 压降法储量 |
|---|---|---|---|
| 100% | 15.13 | 32.52 | 40.15 |
| 90% | 30.43 | 36.44 | |
| 50% | 46.50 | 38.50 | |
| 20% | 57.20 | 39.91 | |
| 0% | 91.61 | 45.24 | |

d．计算结果。石炭系气藏资源潜力主要分布于川东区、次为川北和川中区(参见图11－18)。对全盆地95个圈闭评价的结果，如表11－10所示，预测资源量是相当丰富的。

**表 11－10 四川盆地石炭系天然气资源分级表**[1]

| | 预测资源量 ($10^8\ m^3$) | | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| | Ⅰ级初算资源 | Ⅱ级潜在资源 | | | 远景资源 |
| | | $Ⅱ_1$ | $Ⅱ_2$ | $Ⅱ_3$ | |
| 有经济价值的 | 279.53<br>337.66<br>379.63 | 190.22<br>203.37<br>212.66 | 393.50<br>418.84<br>435.62 | 53.59<br>61.78<br>69.04 | 未计算 |
| 次经济的 | 7.67 ～ 13.19 ～ 18.34 | | | | |

1. 表中自上而下所列数值是按不同概率取值的结果。

(2)容积法[2]

1)基本原理及计算：资源量计算仍然是依据前述资源潜力方程(2)进行的，但它是以计算评价区块(构造圈闭的集合)的总资源量为目标的。因此在运用资源潜力方程(2)计算评价区块资源量时，式中的随机变量和参变量代表的是整个评价区的参数，而不是个别评价单元的参数，它们是根据整个评价区块的而不是个别评价单元的有关数据统计构成的。

计算过程如图 11－6 所示。

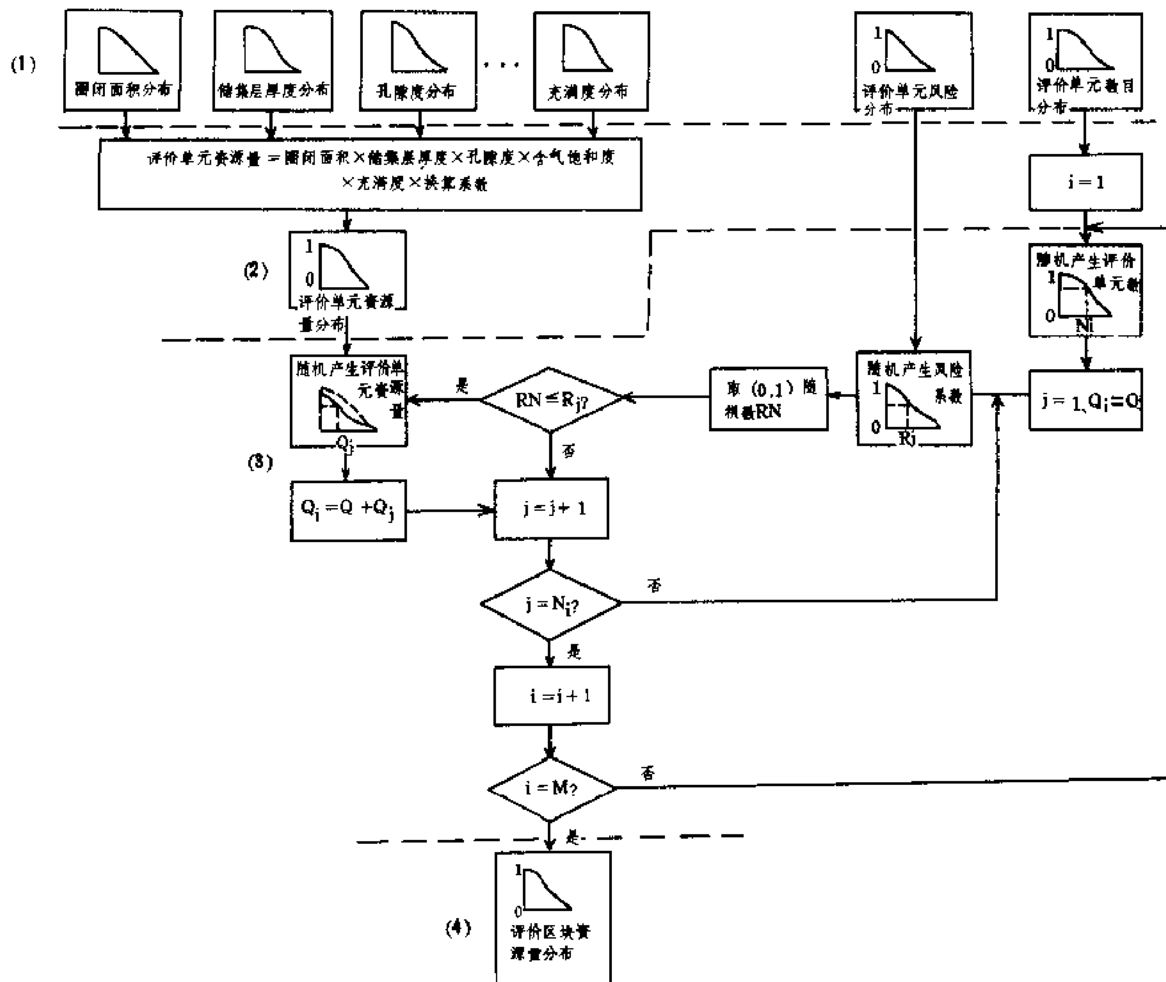



图 11－6 容积法[2] 流程图

计算方法如下：

a．输入计算评价区块资源量的变量的观测数据以及评价单元的风险系数和数目。一般各个变量可按评价单元取值，也可按评价区块等值线图上的网格结点取值。根据分布概型，对上述数据作预处理，分别构造随机变量、风险系数以及评价单元数目分布，往往可构成经验分布。

b．对随机变量随机抽样，根据前述资源潜力方程(2)，建立评价单元的资源分布，常采用离散逼近法。

c．用风险系数分布和评价单元数目分布作为控制条件，用以计算带风险的评价区块的总资源量。

d．计算机输出的评价区块总资源量已涉及地质风建，是预计输发现的资源量。一旦求出评价区块的总资源量($Q'$)，可根据下式求出每个评价单元的资源量($Q_i$)。

即
$$Q_i = Q' \times \alpha_i$$

式中 $Q'$——总资源量；

$Q_i$——第 i 个评价单元的条件资源量；

$\alpha_i$——分配系数，$\alpha_i = \dfrac{\lambda_i}{\sum_{j=1}^{N} \lambda_j}$。$\lambda_i$为第 i 个评价单元的最影响资源量大小的参数的乘积值。

2）实例（以震旦系上统灯影组($Zb^2$)为例）

容积法[2]计算资源量的方法适用于勘探程度低、不能据供较多输气据信息的层系或控制区的资源估算。

a．计算公式：
$$Q = A \times H \times M \times S_g \times C \tag{1}$$

式中 $Q$——资源输力；

$H$——气层厚度（随机变量）；

$S_g$——含气信和度（参变量）；

$A$——含气面积（参变量）；

$M$——孔隙度（随机变量）；

$C$——体积换算系数。

在计算出评价区块的总资源量后，再用下式求出每个局部据闭的资源量。

$$Q_i = A \times H \times M \times \frac{A_i \times H_i \times M_i}{\sum_{i=1}^{N} A_i \times H_i \times M_i} \times S_g^i \times C_i \tag{2}$$

式中 $Q_i$——第 i 个评价目标的资源量；

$A$——区块总含气面积（参变量）；

$H$——区块气层厚度（随机变量）；

$M$——区块孔速度（随机变量）；

$A_i$——第 i 个评价目标含气面积（参变量）；

$H_i$——第 i 个评价目标气层厚度（参变量）；

$M_i$——第 i 个评价目标孔隙度（参变量）；

$S_g^i$——第 i 个评价目标含气饱和度（参变量）；

$C_i$——第 i 个评价目标体积换算系数 ($C_i = \frac{P_i \times T_i^0}{P_i^0 \times T_i \times Z_i}$);

$P_i$——第 i 个评价目标气层压力;

$P_i^0$——第 i 个评价目标地表压力;

$T_i^0$——第 i 个评价目标地表温度;

$T_i$——第 i 个评价目标气层温度;

$Z_i$——第 i 个评价目标压缩系数。

容积法[2]系采用了由总体到局部的反向计算方法，即先估算出评价区块的总孔隙体积，然后用分配系数($\alpha_i$)将总孔隙体积分配到每个评价单元上去，最后乘以含气饱和度($S_g^i$)和体积换算系数($C_i$)，把每个评价单元的地下体积换算为地表状态的含气体积，从而实现对每个局部构造的构造圈闭资源量的估算。

b．参数选定：

含气面积($A_i$)：　$(A_i) = C_0^i \times A_0^i$

式中　$C_0^i$——第 i 个评价单元的面积系数;

$A_0^i$——第 i 个评价单元的最大闭合面积。

面积系数($C_0^i$)借助面积系数－充满度经验公式求得。需选择足够数最的构选图，并按照某项参数进行构造分类，然后对每类构最建立面积系数－先满度最验方程。总之，当给定评价单元的最大闭合面积后，先判定属于哪一类构造，并根据该类构选面积系数－充满度关系式确定面积系数，然后求出评价单元的含气面积。

气层厚度($H_i$)：容积法[2]把气层厚度当成一个随机变量来处理。在评价一个单元时，当气藏高度($H_g$)大于储集层厚度时就按层状气藏处理，即气层厚度($H_i$)就是储最层厚度($H_i'$)；若气建高度小于储最层厚度时，则按块状气藏处理，并取气藏高度的1/2作为气层厚度。

孔隙度($M_i$)：容积法[2]同样把孔隙度也当成一个随机变最来处理，可根据储集岩储孔值等值线图和厚度等值储图，求出评价区各评价单元的线孔值 $M_1^i$ 和储集层厚度$H_i'$，然后再根据 $M_i = \frac{M_1^i}{H_i'}$ 求将第 i 个评价单元的孔数度。

地层压力 ($P_i$)：　$P_i = \frac{B_i \times P_c^i}{10}$

式中　$B_i$——第 i 个评价单元的埋藏深度;

$P_c^i$——第 i 个评价单元的压力系数(即实际压力值与正常水柱压力值之比)。

压力系数直接由压力系数等值线图读取。(压力系数等值储图——以系为单位，在盆地内选取足够数量的原给地层压力资料点数据，再按公式 $P_c^i = \frac{10 P_f^i}{B_i}$ 求出压力系数值并勾絵出等储线图，式中$P_f^i$表示第 i 个评价单元原始地层压力)。

压缩系数($Z_i$)：一最是通过对比温度、对比压力，最査压储系数表而获得。但由于评价单元大多数不具各上述最件，数选用平均压缩系数表 11－11 作为近似值。

含气饱和度($S_g$)：在储集层研究中明确了含气饱和度($S_g$)与孔数度($\varphi$)有一定的相关性，一般孔隙度越大，含气饱和度也相应增大，因此在计算含气饱和度时，可使用以下 3 个数值：

$\varphi \geq 0.03$，　$S_g$为0.77；$0.01 \leq \varphi < 0.03$，　$S_g$为0.6；　$\varphi < 0.01$　　$S_g$为0.3。

**表11－11 平均压缩系数表**

| 地层压力 (bar) | 平均压缩系数 |
| --- | --- |
| 100～ <200 | 0.85 |
| 200～ <290 | 0.9202 |
| 290～ <400 | 0.9513 |
| 400～ <550 | 1.325 |
| 550以上 | 1.4 |

另外，对上述各项参数选定时，也可在各类参数经验曲线上选值。

c．计算结果：根据上述各原则选定好各项参数，然后用容积法[2]的(2)式计算出每个区块带有风险的资源量．最后按以下图式(图11－7)求出区块的资源量，也称有经济价值的资源量。

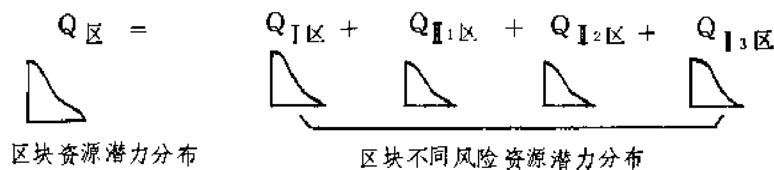



图 1－7 求取区块资源潜力分布的示意图

$Q_{I区}$— 区块I级初算资源；$Q_{II_1区}$— 区块$II_1$级潜在资源；

$Q_{II_2区}$— 区块$II_2$级潜在资源；$Q_{II_3区}$— 区块$II_3$级潜在资源；

$Q_{区}$ — 区块资源潜力

按概率80～50～20%取值，全盆地震旦系灯影组($Zb^2$)有经济价值的资源量分别为202.83～585.30～1014.93亿立方米，其中川东区块为24.65～61.63～98.61亿立方米，川南区块为7.34～18.35～29.36亿立方米，川西南区块为128.33～394.41～630.09亿立方米，川中区块为39.55～103.47～240.46亿立方米，川北区块为1.02～2.57～8.62亿立方米，川西区块为1.94～4.87～7.79亿立方米。

(3)体积估计法(单储系数法)

1)基本原理：威克斯(Weeks)提出的体积估计法，已作为国际矿产资源估计的标准方法之一。其基本原理是利用控制区内岩石单位体积中的矿产平均含量，去估计评价区内可能存在的资源量。

首先选择一块勘探开发程度较高的地区作为控制区，并按下式求出控制区内单位体积中矿产的平均含量(M)。

即

$$M=\frac{R(I_1+I_2+I_3+I_4)}{V_0-V_1}$$

式中　R —— 回采系数；

$I_1$ —— 已经开采的量；

$I_2$ —— 已探明的储量；

$I_3$ —— 推测的储量；

$I_4$ —— 推断的储量；

$V_0$ —— 控制区总体积；

$V_1$ —— 经证实不含矿的体积。

然后用下式估计出评价区内可能存在的矿产资源量，

即
$$Q = M \times V_c$$

式中　Q —— 评价区可能存在的矿产资源量；

M —— 控制区内矿产的平均含量；

$V_c$ —— 评价区内有利岩石的总体积。

2)实例(以勘探程度较高的三叠系下统嘉陵江组为例)

首先确定 M 值，选择盆地内勘探程度高的 27 个气田，分别算出不同的单储系数，也就是 M ($\frac{\text{已探明储量(亿立方米)}}{\text{含气体积(立方公里)}}$)作为样本。其中庙高寺气田的单储系数最大，其值为 M = 34.7815；阳高寺气田的单储系数最小，其值 M = 0.7955。然后将最大值与最小值作为两个端元样品(见表 11－12)，并将单储系数(M)处理为随机变量，绘制出 M 值变化区间的累积频率分布曲线(图 11－8)，应用蒙特卡洛计算技术，按下列方程计算出第 i 个评价单元的资源量，其方程为：

**表 11－12　建立嘉陵江组(Tc)天然气单储系数分布曲线数据表**

| 样品数 | 27 | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 最大值 | 34.7815 | | | | | |
| 最小值 | 0.7955 | | | | | |
| 极　差 | 34.7815 − 0.7955 = 33.9860 | | | | | |
| 分　段 | 33.9860 /5 = 6.7972 | | | | | |
| 区　间 | 0.7955 | 7.5921 | 14.3899 | 21.1871 | 27.9843 | 34.7815 |
| 频　数 | 12 | 10 | 3 | 1 | 1 | |
| 频　率 | 0.4444 | 0.3703 | 0.1111 | 0.0310 | 0.0370 | |
| 累积频率 | 1.00 | 0.5554 | 0.1851 | 0.074 | 0.037 | 0 |

$$Q_i = V_i \times W$$

式中　$Q_i$ —— 第 i 个评价目标的资源量；

$V_i$ —— 评价目标 i 的含气岩层体积；

W —— 累计频率曲线。

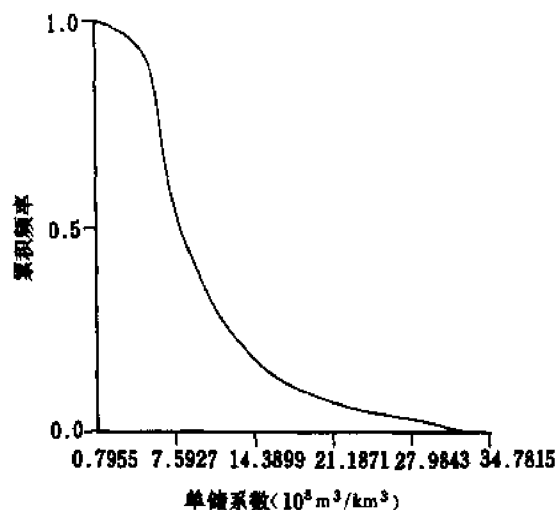



图 11－8 三叠系嘉陵江组天然气单储系数累积频率分布曲线

根据嘉陵江组(Tc)累计频率分布曲线(图 11－8)选用概率为 0.95 和0.15 所对应的资源量区间,作为局部圈闭较有可能获得的资源量变化范围。用图11－9 流程计算出带风险的各局部圈闭的资源量(估算未发现资源量时,会出现可能存在与不可能存在的问题,因而计算时应考虑风险系数),经过概率相加再求得各区块及盆地有经济价值的资源量,所以说,体积估计法是用先局部后总体的正向过程来计算资源量的。由于单储系数是根据勘探程度高的气田之实际资料求得,所以它综合地反映了气田的各种地质因素。因此用单储系数法估计的评价区的资源量是有参考价值的。

用体积估计法对嘉陵江组(Tc)的 27 个样板气田和 195 个构造圈闭进行了计算，当概率值分别选用 0.95 ~ 0.50 ~ 0.15 时，其有经济价值的资源量分别为 269.2 ~ 1065.55 ~ 2804.86 亿立方米。

体积估计法不仅对嘉陵江组这种以裂缝－孔隙型为主的储集类型之碳酸盐岩的资源量估计具有参考价值，而且对裂缝性的二叠系下统茅口组($P_1^3$)气藏同样适用。以单储系数的最大值 33.75 亿立方米／立方公里(桐梓园气田)和最小值 1.55 亿立方米／立方公里(庙高寺气田佛荫高点)作为两个端元，按上述方法计算，求得四川盆地内茅口组($P_1^3$)带风险的有经济价值的资源量为 389.18 ~ 1243.59 ~ 2896.93 亿立方米(概率为 0.8 ~ 0.5 ~ 0.1)，相当于证明储量的数倍。

(4)规模序列法

1)基本原理：根据吉波夫定律，即某种离数现象的最大一个的大小是第二号的 2 倍，是第三号的 3 倍，依次类推。其定律为：

$$S_m/S_n = K \times n/m$$

式中 $S_m$ ——排列号为 m 的事物的大小；

$S_n$ ——排列号为 n 的事物的大小；

K ——斜率取值为 1。

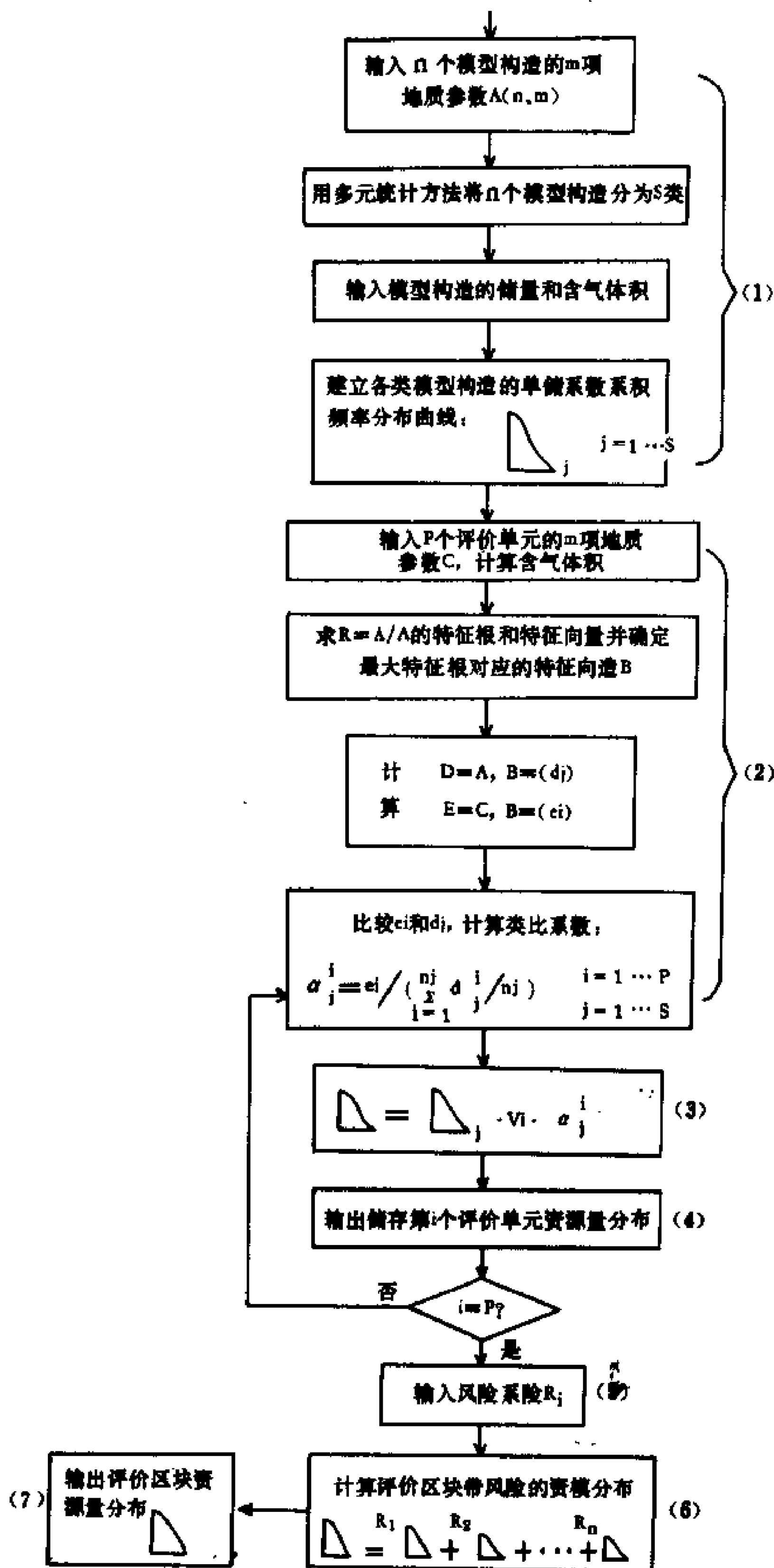



图 11－9 单储系数法评价流程图

我们可以将一个盆地的油气田看作离散现象，作双对数规模序列图，将油气田最终可采量作为纵座标、气田规模的序列作横座标，根据吉波夫定律绘制出的规模序列曲线近似于一条直线。

2)实例(以下三叠统嘉陵江组为例)

a．参数的选择。

首先选用盆地内勘探程度高及采出程度高的气田作为样本，也就是说钻井密度要达到大于1口井/平方公里，天然气采出程度大于50%的气田才能作样本气田(表11－13)。然后

**表11－13 嘉陵江组(Tc)样本气田**

| 气　田 | 钻井密度 (口/km²) | 采出程度 (%) |
|---|---|---|
| 东　溪 | 3.0 | 74.1 |
| 邓井关 | 1.2 | 95.1 |
| 付家庙 | 2.3 | 64.2 |
| 石油沟 | 1.8 | 94.6 |
| 打鼓场 | 2.5 | 76.8 |
| 五通场 | 0.8 | 56.5 |
| 黄瓜山 | 0.2 | 72.7 |
| 圣灯山 | 0.2 | 89.3 |

按吉波夫定律调整样本气田的储量，使其成为最小的正数比，绘制出吉波夫分布曲线。在该条曲线上不仅能够反映出上表中8个样本气田的整体分布及序号，而且能预测出尚未发现的油气田的规模及序号，最后概算出嘉陵江组的资源量。

b．计算结果。将吉波夫分布曲线解释为一张油气资源清单(表11－14)，按第1号气田的储量占全盆地油气储量的25%，第2号占10%，第3号占7%，计算出被评价的含气层系的资源总量。表中用英文字母表示的油气田并非均是未发现的油气田，除8个样本气田外，尚有14个气田已获的储量值与预测的气田资源量相近似；尚待发现的气田还有18个，通过地质分析就可以预测出油气田的个数和规模。

同样用此法对二叠系茅口组($P_1^3$)进行预测，约有尚待发现的气田21个。

## 三、资源量计算结果

用容积法[1]、容积法[2]、单储系数法(体积估计法)、规模序列法及恢复氯仿沥青"A"等方法，对四川盆地19万平方公里范围内震旦系上统—三叠系中统的海相地层8个系、18个统(组)、108个区块、372个构造圈闭(含潜伏构造132个)进行了油气资源预测和评价。如表11－15所示，四川盆地海相地层有经济价值的资源量还有2891.12～12339.79亿立方米可供勘探。其中把握性比较大的Ⅰ级初算资源量为1218.89～5909.36亿立方米；随着科学技术的进步Ⅱ级潜在资源的勘探将会有重大的突破，可供勘探的资源量为3800.36亿立方米～17695.92亿立方米；远景资源则更为丰富(见表11－16)，分布在盆地内各区。因此，盆地内海相地层勘探前景大有希望。

表 11－14 四川盆地下三叠统嘉陵江组局部圈闭天然气资源预测表（规模序列法）

| 序列号 | 预测气田代码 | 样本气田 | 实际已获气田 | 尚须发现的气田 |
|---|---|---|---|---|
| 1 | A | | 卧龙河 | |
| 2 | B | | 自流井 | |
| 3 | C | | | √ |
| 4 | D | | 兴隆场 | |
| 5 | | 东 溪 | | |
| 6 | | 邓井关 | | |
| 7 | E | | 沈公山 | |
| 8 | | 付家庙 | | |
| 9 | | 石油沟 | | |
| 10 | F | | 黄家场 | |
| 11 | G | | 庙高寺 | |
| 12 | H | | 塘 河 | |
| 13 | I | | 阳高寺 | |
| 14 | J | | | √ |
| 15 | K | | | √ |
| 16 | L | | | √ |
| 17 | M | | | √ |
| 18 | N | | | √ |
| 19 | O | | 纳 溪 | |
| 20 | P | | | √ |
| 21 | Q | | | √ |
| 22 | R | | 双 龙 | |
| 23 | S | | 白节滩 | |
| 24 | T | | | √ |
| 25 | U | | | √ |
| 26 | | 打鼓场 | | |
| 27 | | 五通场 | | |
| 28 | V | | 孔 滩 | |
| 29 | W | | | √ |
| 30 | X | | 石龙峡 | |
| 31 | Y | | | √ |
| 32 | Z | | | √ |
| 33 | $A_1$ | | | √ |
| 34 | | 黄瓜山 | | |
| 35 | $B_1$ | | 福成寨 | |
| 36 | $C_1$ | | | √ |
| 37 | $D_1$ | | | √ |
| 38 | $E_1$ | | | √ |
| 39 | $F_1$ | | | √ |
| 40 | | 圣灯山 | | |

**表11－15 四川盆地（Zb ～$T_{1+2}$）天然气各级资源量汇总表（容积法[1]、[2]）**

| 评价层系 | 证明储量 | 预测资源量 ($10^8 m^3$) | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | I级初算资源量 | II级潜在资源量 | | | | 有经济价值资源量 | 资源密度 ($10^8 m^3/10^4 km^2$) | 构造平均 ($10^8 m^3$／个) | 经济价值较次的资源量 | III级远景资源 |
| | | | $II_1$ | $II_2$ | $II_3$ | $II_1+II_2+II_3$ | | | | | |
| $T_{1+2}$ | — | 577.96<br>1625.09<br>3419.53 | 122.72<br>356.20<br>641.37 | 301.17<br>798.30<br>1847.13 | 717.71<br>1617.61<br>3967.77 | 1141.60<br>2772.11<br>6456.27 | 861.72<br>2430.53<br>5606.87 | 47.48<br>133.91<br>308.92 | 3.73<br>10.52<br>24.27 | 821.91<br>1961.51<br>4822.03 | 13095.36 |
| P | — | 220.22<br>647.51<br>1422.22 | 57.63<br>110.43<br>196.10 | 398.43<br>900.84<br>2138.84 | 182.26<br>439.98<br>1014.14 | 638.32<br>1451.25<br>3349.08 | 595.93<br>1528.18<br>3324.11 | 31.80<br>81.55<br>177.38 | 2.01<br>5.15<br>11.19 | 137.82<br>300.65<br>701.56 | 15741.30 |
| C | — | 279.53<br>337.66<br>379.63 | 190.22<br>203.37<br>212.66 | 393.50<br>418.84<br>435.62 | 53.59<br>61.78<br>69.04 | 637.31<br>683.99<br>717.32 | 916.84<br>1021.65<br>1096.95 | 196.75<br>219.24<br>235.40 | 12.73<br>14.19<br>15.24 | 7.67<br>13.19<br>18.34 | 未计算 |
| D | — | 0 | 0 | 202.21 | 65.28 | 267.49 | 114.16 | 74.13 | 6.72 | 0.87 | 未计算 |
| S | — | 0<br>0<br>0 | 0<br>0<br>0 | 0<br>0<br>0 | 55.24<br>345.45<br>649.84 | 55.24<br>345.45<br>649.84 | 15.19<br>41.96<br>214.63 | 1.10<br>3.03<br>15.50 | 0.08<br>0.23<br>1.17 | 25.67<br>63.94<br>108.27 | 12319.50 |
| O | — | 1.41<br>4.90<br>10.01 | 0<br>0<br>0 | 0<br>0<br>0 | 168.29<br>468.47<br>1022.83 | 168.29<br>468.47<br>1022.83 | 40.98<br>107.03<br>202.76 | 2.37<br>6.20<br>11.75 | 0.16<br>0.41<br>0.77 | 175.43<br>478.20<br>965.75 | 6639.81 |
| € | — | 0<br>0<br>0 | 0<br>0<br>0 | 0<br>0<br>0 | 647.87<br>1696.40<br>3603.37 | 647.87<br>1696.40<br>3603.37 | 143.47<br>358.78<br>765.38 | 7.56<br>18.89<br>40.30 | 0.61<br>1.53<br>3.27 | 155.63<br>503.56<br>929.71 | 11428.89 |
| Zb | — | 139.77<br>381.03<br>677.97 | 0<br>0<br>0 | 1.85<br>7.01<br>21.51 | 242.89<br>768.10<br>1608.21 | 244.74<br>755.11<br>1629.72 | 202.83<br>585.30<br>1014.90 | 10.68<br>30.81<br>53.42 | 0.81<br>2.35<br>4.08 | 105.35<br>365.33<br>637.25 | 7062.69 |
| 累计 | — | 1218.89<br>2996.19<br>5909.36 | 370.57<br>670.00<br>1050.13 | 1297.16<br>2327.20<br>4645.31 | 2133.13<br>5463.07<br>12000.48 | 3800.86<br>8460.27<br>17695.92 | 2891.12<br>6187.99<br>12339.79 | 152.16<br>325.66<br>649.46 | 7.77<br>16.63<br>33.17 | 1430.35<br>3687.25<br>8183.78 | 66287.55 |

表11－16　四川盆地$T_{1+2}$～Zb天然气总资源量(恢复氯仿沥青"A"法)统计表　　单位：$10^8 m^3$

| 层　系 | 川　东 | 川　南 | 川西南 | 川　西 | 川　北 | 川　中 | 全　盆　地 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Tr | 1772.40 | 65.46 | 665.40 | 376.10 | 942.10 | 1025.60 | 4847.06 |
| Tf+Tc | 3369.30 | 868.00 | 551.50 | 386.80 | 1675.40 | 1397.30 | 8248.30 |
| $P_2$ | 3555.00 | 901.20 | 324.00 | 302.00 | 756.80 | 2007.30 | 7846.30 |
| $P_1$ | 1639.50 | 1455.60 | 1055.60 | 907.80 | 1048.50 | 1788.00 | 7895.00 |
| S | 5311.26 | 2250.93 | 868.56 | 240.39 | 3495.36 | 153.00 | 12319.50 |
| O | 3493.05 | 1775.64 | 685.94 | 46.89 | 225.09 | 313.20 | 6639.81 |
| € | 3190.14 | 1303.56 | 1626.87 | 1338.33 | 2564.46 | 1405.53 | 11428.89 |
| Zb | 2074.62 | 749.16 | 697.50 | 819.42 | 1461.66 | 1260.33 | 7062.69 |
| 总计 | 24405.27 | 9369.55 | 6575.37 | 4417.73 | 12169.37 | 9350.26 | 66287.55 |

## 第二节　上三叠统煤型气资源评价与预测

四川盆地上三叠统由厚度为200～4000米的砂岩，泥、页岩，煤层及少量的石灰岩、砾岩所组成，且东薄西厚。其中砂岩占60～80%；暗色泥、页岩仅发育在川西—川中西侧，厚度为200～1400米。本统的砂岩普遍具有低孔(孔隙度为2～13%)、低渗(渗透率为0.01～$1\times10^{-3}\mu m^2$)、小喉(孔喉半径为0.08～0.39$\mu$m)、高含水(束缚水含量为30～65%)、压实作用强烈、油气渗滤通道主要靠裂缝等特点。30余年来钻达该统的井已有1197口，但以本统为目的层的井数仅为182口(占总井数的15.2%)，总进尺为49.2万米，显然勘探程度是低的，但仍然有一定的勘探效果，共获得气田6个、含气构造24个、产气井83口，并在3个气层44个裂缝系统中获得了探明储量。

上三叠统属于煤型气(原称为"煤成气")，指煤系地层中的腐殖型有机质(包括煤层和分散有机质)在热演化过程中所生成的烃类气体(还有少量煤成油)。煤型气是天然气的重要组成部分，目前世界上已发现天然气储量中大约有30%为煤型气。不少国家对煤型气富集规律进行了研究，近几年来研究人员对四川盆地内煤型气富集规律也进行了一定的研究，认识到：沉积相的展布决定了煤型气主要生、储气层的区域分布；广泛发育的湖沼沉积为生成煤型气提供了物质条件；三角洲(水进型)前缘—滨湖浅滩沉积与扇三角洲沉积是有利的油气储集相带；煤型气气源丰富程度、储集层裂缝发育程度、水动力场的演变等均控制了油气的运移和聚集。其中现今构造以中埋藏背斜(埋深为1000～4000米)和中断背斜●为油气聚集和保存的主要场所，特别是以古、今复合的正向构造带最利于油气的富集与保存。

由于煤型气的资源量的分级和计算方法与海相地层有所不同，现将陆相煤型气资源评价的方法，简介如下：

● 中断背斜指h/dh<2～15(h——表示上三叠统构造层圈闭范围内，断开该层的诸断层中，断距最大的断层向上消失点的最小埋深；dh——表示该断层断开上三叠统构造层的最大垂直断距。)之构造圈闭。

## 一、资源分级

结合四川盆地的具体情况，将上三叠统煤型气资源级别划分如下(表11－17)

**表11－17　上三叠统资源级别划分表**

| | 已发现资源 | | 未发现资源 | | |
|---|---|---|---|---|---|
| | 探明储量 | 可能储量 | 预测资源量 | 远景资源量 | |
| | | | | 圈闭法 | 生聚法 |
| 可采的 | | | | | |
| 潜在的 | 资 | | | 源 | |

*1*．探明储量

经钻井证实，并获得地质和工程数据证明是可靠合理的油气储量。

*2*．可能储量

经过地震及其它物探工作详查的地区，1口或几口探井在1个或几个圈闭获得工业性气流，经过测试已初步了解产气层位的储集层岩性、物性、流体性质和气层压力；但气藏地质特征还未完全探明，其气藏的边界是由各种资料推测圈出的，储量计算采用的参数是根据少量的钻井、测井、试油资料或通过与邻区类比而确定的，计算的储量精度较低。

*3*．预测资源量

指已经进行过地震、地质普查的地区，并已有1口探井(或少量探井)见油气层的圈闭的资源量；或在已获工业油气流构造带内的毗邻圈闭的资源量。

*4*．远景资源量

指已经经地质、地球物理勘探(包括地震普查)的有油气远景的盆地、凹陷、区块、圈闭内未经钻探的资源量，即由生聚法计算出的资源量或用圈闭法预测的远景资源量。

## 二、远景资源量(生聚法)的计算方法

生油气量的计算主要采用热模拟产烃率法，这是针对四川盆地上三叠统煤系地层计算生油气量的一种方法。首先是把生油气的泥质岩类和煤岩区别开来，其次是注意气态烃和液态烃的产烃率区别。下面结合上三叠统煤型气的实例，对其生成量的计算方法做一简述，然后用求得的生油气量乘以聚集系数，即可得出其远景资源量。

计算公式及参数选择如下：

$$Q_{气}=(C\times H\times\gamma\times S\times K_c+h\times S\times R\times K_0)R_{气} \quad (1)$$

$$Q_{油}=C\times H\times\gamma\times S\times K_c\times {}^{*}R_{油}^{①}+h\times S\times R\times K_0\times {}^{**}R_{油}^{②} \quad (2)$$

式中　$Q_{气}(Q_{油})$——计算出的总煤型气(油)生成量；

$C$——残余有机碳含量；

$S$、$H(h)$——泥岩与煤层的分布面积、厚度，$H$为泥岩厚度，$h$为煤层厚度，据实测

* $R_{油}^{①}$——示泥岩液态烃产率；

** $R_{油}^{②}$——示四川褐煤液态烃产率。

数据或在等值线图上读取；

$\gamma$——泥岩密度，实测资料平均值为 $26\times10^8$ 吨／立方公里；

R——煤岩容重，取实测资料平均值为 $14.426\times10^8$ 吨／立方公里；

$R_{气}(R_{油})$——气态(液态)烃产率，据演化程度在"四川盆地第三系褐煤热模拟气态烃产率－$R_o$ 关系曲线"与"模拟实验液态烃产率－$R_o$关系曲线"这两模曲线图来取值(图11－10、11－11)，$R_{油}$① 并$R_{油}$② 分别由图上读取。

$K_c$——残碳至原始干酪根的恢复系数；

$K_0$——煤岩的恢复系数。

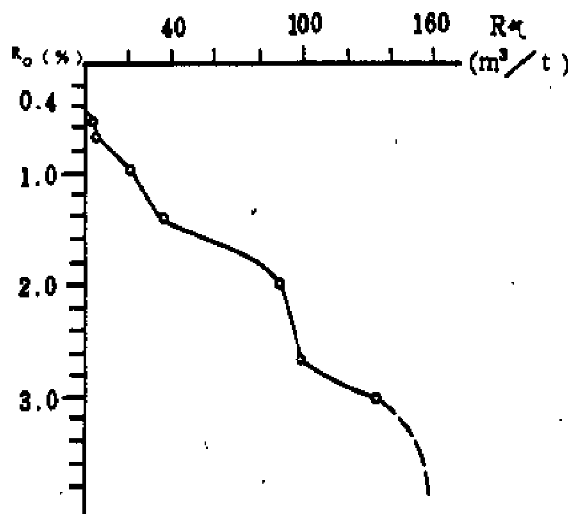



图11－10 四川盆地第三系褐煤热模拟气态烃产率－镜质体反射率关系曲线

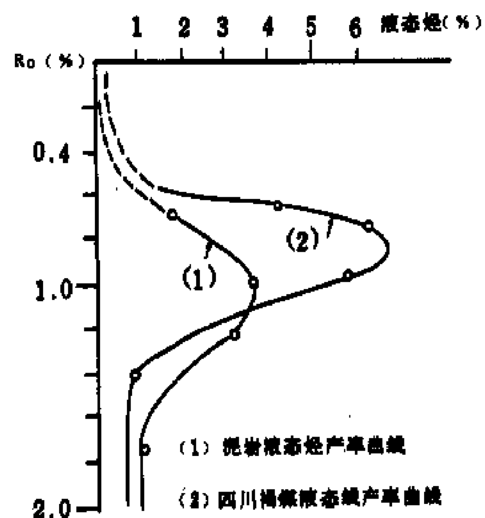



图11－11 模拟实验液态烃产率－镜质体反射率关系曲线

$K_c$与$K_0$取值较复杂，现简述如下。目前常采用热模拟法求取，热模拟的气、液烃产率是单位重量的原始有机物(或干酪根)演化至各阶段的生烃量。因此，首先要把现今处于多种不同的演化阶段的煤和分散有机质统一折算成为原始干酪模量，为此需求出各煤阶和分散有机质在不同演化阶段的恢复系数。

根据热模拟实验，煤岩演化至各阶段时所得的残渣(干酪模)含量(表11－18)有如下关系，即

原始干酪根 = 残余干酪根含量 × 恢复系数($K_0$)　　(1)

恢复系数($K_0$) = 原始干酪根／残余干酪模　　(2)

表11－18 褐煤干酪根演化至各阶段时的残酪含量表

| 温度(℃) | 200 | 250 | 280 | 320 | 350 | 380 | 400 | 450 | 500 | 600 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| $R_o$(%) | 0.544 | 0.68 | 0.87 | 1.37 | 1.57 | 1.77 | 2.07 | 2.47 | 2.90 | 3.96 |
| 残渣(%) | 88.45 | 77.61 | 76.01 | 70.24 | 65.24 | 64.59 | 63.73 | 60.65 | 60.02 | 69.4 |

对泥岩中分散有机质演化至各阶段时的残余干酪根含量，多采用测定其残余有机碳含量，并将其恢复为残余干酪根，再进一步恢复为原始干酪根的方法。根据模拟实验中残渣的有

**表 11－19 褐煤干酪根演化至各阶段时的残渣有机碳含量表**

| 温 度 (℃) | 200 | 250 | 280 | 320 | 350 | 380 | 400 | 450 | 500 | 600 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| $R_o$ (%) | 0.564 | 0.68 | 0.87 | 1.37 | 1.57 | 1.77 | 2.07 | 2.47 | 2.90 | 3.96 |
| 残余有机碳 (%) | 62.83 | 66.92 | 70.54 | 76.05 | 78.03 | 79.0 | 80.0 | 81.91 | 81.69 | 79.39 |

机碳含量(表 11－19)，可求出有机碳恢复至残余干酪根的恢复系数 K，

即 残余干酪根 = 残余有机碳 × K (3)

由(3)式可得出 K= 残余干酪根／残余有机碳 (4)

由(4)式结合(2)式，则可求出泥质岩类原始干酪根的含量，

即 原始干酪根 = 残余有机碳 × $K \times K_0$ (5)

令 $K_c = K \times K_0$ (6)

则 原始干酪根 = 残余有机碳 × $K_c$ (7)

根据上述，还可建立镜质体反射率$R_o - K_o$关系、$R_o - K_c$关系(表11－20)。据此，即可

**表 11－20 $R_o - K_o$、$R_o - K_c$ 关系对比表**

| $R_o$ (%) | 0.56 | 0.68 | 0.87 | 1.37 | 1.57 | 1.77 | 2.07 | 2.47 | 2.90 | 3.96 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| $K_o$ | 1.13 | 1.288 | 1.32 | 1.42 | 1.53 | 1.548 | 1.57 | 1.65 | 1.67 | 1.44 |
| $K_c$ | 1.79 | 1.92 | 1.86 | 1.87 | 1.958 | 1.960 | 1.963 | 2.01 | 2.03 | 1.81 |

得出演化至任一阶段时的 $K_o$ 和 $K_c$ 值。按前述公式求出 $Q_气$和 $Q_油$，然后用下式求出资源量：

$$生聚法资源量 = Q_气(Q_油) \times A_c$$

$A_c$——聚集系数，根据与国内、国外资料的对比，鉴于四川盆地上三叠统为低孔隙、低渗透性储集层、油气富集程度不高、油气藏分散等特点，盆地内统一取值 $A_c$(气)为 4‰、$A_c$(油)为1～10%。

**三、圈闭内资源量的计算方法**

指背斜圈闭内资源量的计算方法，是按资源评价 Cy－85 油气资源评价系统完成的，计算时选用了"勘探层法"，其基本方程为：

资源量 = 含烃面积 × 储集层厚度 × 孔隙度 × 含烃饱和度 × 体积换算系数

参数选定如下：

*1. 含烃面积*

含烃面积是由油气充满度决定的。

充满度的确定方法与海相地层的不同，为了更确切地预测油气充满度，特在四川盆地内

选用了20个气、水藏的油气充满度作为特征分析的模型，并相应地建立了预测圈闭充满度的数学模型。研究结果表明，充满度受控于下述地质因素，选用变量为：压力系数；至生油中心梯度；破裂强度；目的层现今埋深。第一特征向量分别为：0.6096；0.5465；0.1761；0.5465。

关联系数——对地质变量作布尔转换；依据各地质变量的权系数（第一特征向量的分量）计算评价圈闭的关联系数。

充满度的确定：选择关联系数最接近的模型的充满度作为评价圈闭的充满度。

在确定了油气充满度之后，被评价的背斜圈闭的含烃面积用下式计算

$$S = S_o(0.9789f - 0.0586)$$

式中 S——含烃面积；

f——油气充满度；

$S_o$——构造闭合面积。

*2．储集层厚度*

由储集层等厚图上读取。

*3．孔隙度*

由平均孔隙度等值图上取值。

*4．含烃饱和度*

考虑到盆地内上三叠统的砂岩储集层束缚水含量较高、实测含水饱和度也较高，所以含烃饱和度统一取值为40%。

*5．体积换算系数（C）*

$$C = \frac{p \times t_0}{p_0 \times t \times Z}$$

式中 p——气层压力；　$p_0$——地表压力；

t——气层温度；　$t_0$——地表温度；

Z——压缩系数。

其中对p和Z的预测常果用经验公式求得，即：

$$p = \frac{d \times p_c}{10}$$

$$Z = 1 + (0.3265 - \frac{1.0700}{T_r} - \frac{0.5339}{T_r^3} + \frac{0.01569}{T_r^4} - \frac{0.05165}{T_r^5})p_r + (0.5475 - \frac{0.7361}{T_r} + \frac{0.1844}{T_r^2})p_r^2 - 0.1056(-\frac{0.7361}{T_r} + \frac{0.1844}{T_r^2})p_r^5 + 0.6134(1 + 0.7210 \times p_r^2)\frac{p_r^2}{T_r^3}\exp(-0.7210 \times p_r^2)$$

式中 d——气层埋深；$P_c$——压力系数；

$p_r$——气体对比压力；

$T_r$——K氏对比温度。

计算时首先利用上述资源量计算方程求出圈闭内资源大小分布，然后用区块的预计成功的圈闭个数作抽样控制，对圈闭资源大小分布随机抽样，建立带成功概率的区块总资源大小

分布。假定区块的成功圈闭数服从正态分布，其数学期望和方差，根据广义二项分布理论，由圈闭成功概率求得。其资源量计算系由计算机完成。

特别值得提出的是成功概率的分析，圈闭的成功概率就是指估计未钻探的圈闭归属油气藏的机率。即根据有关气藏形成条件的地质认识，用二组(气藏和水藏)逐步判别分析，建立预测圈闭钻探成功概率的数学模型。盆地内根据30个已知气藏和水藏分析结果如下：

引入变量：构造闭合度、褶皱系数、雷口坡组残余厚度、目的层地史中达到的最大埋藏深度和压力系数。

判别效果检验：统计量 $F(9,20)=5.525$；F分布临界值 $F0.05(9,20)=2.40$。因此气藏和水藏差异较大，判别矩阵：

$$\begin{bmatrix} 23 & 2 & 25 \\ 0 & 5 & 5 \\ 23 & 7 & 30 \end{bmatrix}$$

气藏正判率 =23/25、水藏错判率 =0/5，用判入气藏的评价圈闭的后验概率乘气藏正判率，或用判入水藏的评价圈闭的(1 —后验概率)乘水藏错判率，即求出成功概率(相当于前述海相地层之风险系数)。

**四、资源量计算结果**

用圈闭法和生聚法求出的盆地内上三叠统各层资源量如表11－21所示，可能储量和未发现资源中，最小值表示累积频率0.95对应的资源量，最大值表示累积频率0.05对应的资源量，中值表示资源量的众数(即对应最大频率的资源量)。表11－22反映出各区块资源量的相对大小。

**表11－21 四川盆地上三叠统油气资源量统计表** (气：$10^8 m^3$ 油：$10^4 t$)

| 层位 | 资源级别 / 经济价值级别 | 已发现资源(气) | | | 未发现资源 | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | 探明储量 | 可能储量 | | 预测资源量(气) | 远景资源量 | | |
| | | | Ⅰ级 | Ⅱ级 | | 圈闭法(背斜)(气) | 生聚法 气 | 生聚法 油 |
| $T_3h^6$ | 可采资源 | — | | 9.33<br>13.26<br>17.24 | 23.29<br>44.25<br>91.33 | 0.01<br>0.03<br>0.64 | | |
| $T_3h^6$ | 潜在资源 | — | | 38.70<br>53.64<br>69.27 | 108.55<br>213.81<br>445.76 | 0.36<br>0.74<br>15.83 | | |
| $T_3h^4$ | 可采资源 | — | 138.19<br>180.43<br>221.59 | 7.54<br>11.01<br>14.82 | 50.47<br>85.57<br>147.70 | 19.45<br>30.90<br>71.14 | | |
| $T_3h^4$ | 潜在资源 | — | 436.48<br>569.89<br>699.88 | 44.62<br>65.64<br>88.74 | 209.28<br>375.79<br>648.46 | 59.67<br>95.14<br>220.08 | | |

续表

| 层位 | 经济价值级别＼资源级别 | 已发现资源(气) 探明储量 | 可能储量 I级 | 可能储量 II级 | 未发现资源 预测资源量(气) | 远景资源量 圈闭法(背斜)(气) | 生藏法 气 | 生藏法 油 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| $T_3h^2$—$T_3x^2$ | 可采资源 | — | 121.38<br>132.51<br>141.52 | 136.04<br>180.31<br>220.64 | 23.72<br>58.54<br>138.67 | 4.93<br>7.93<br>19.08 | | |
| | 潜在资源 | — | 432.70<br>472.37<br>504.50 | 1334.46<br>1855.65<br>2367.19 | 163.16<br>403.96<br>925.96 | 54.20<br>84.97<br>225.80 | | |
| 合计 | 可采资源 | — | 259.57<br>312.94<br>363.11 | 152.91<br>204.58<br>252.70 | 97.48<br>188.36<br>377.70 | 24.39<br>38.86<br>90.86 | | |
| | 潜在资源 | — | 869.18<br>1042.26<br>1204.38 | 1417.78<br>1974.93<br>2525.20 | 480.99<br>992.99<br>2020.18 | 114.23<br>180.85<br>461.71 | | |
| 总计 | | — | 3534.71 | | 1181.92 | 219.71 | 8882.40 | 116589<br>~1165890 |

**表 11－22 四川盆地上三叠统油气资源分区一览表** (气：$10^8m^3$ 油：$10^4t$)

| 地区＼资源级别 | 已发现资源(气) 探明储量 | 可能储量 I级 | 可能储量 II级 | 未发现资源 预测资源量(气) | 远景资源量 圈闭法(背斜)(气) | 生藏法 气 | 生藏法 油 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 川西 | — | | 93.64 | 163.29 | | | |
| 川西北 | — | 604.88 | 372.77 | 132.47 | | | |
| 川北 | — | | | | 118.07 | | |
| 川中 | — | 750.32 | 1654.20 | 724.58 | | | |
| 川西南 | — | | 42.85 | 19.78 | 5.43 | | |
| 川南 | — | | 16.05 | 113.68 | 6.28 | | |
| 川东 | — | | | 28.12 | 89.93 | | |
| 全盆地 | — | 3534.71 | | 1181.92 | 219.71 | 8882.4<br>~15888.8 | 116589<br>~1165890 |

## 第三节　侏罗系自流井群资源评价与预测

目前只对该群勘探程度较高、含油气条件较好的大安寨组及凉高山组油气资源进行了评价和预测。

大安寨组($Jt^4$)由页岩、泥岩、介壳灰岩、团块灰岩和石灰岩组成，为内陆淡水湖相沉积，在仪陇—营山—达县一带沉积中心为深水湖相黑色页岩沉积，并由深水湖相向周围呈环带状相变，由深水湖相变为半深水湖相、浅湖相及滨湖相沉积。其中黑色页岩及介壳灰岩发育的半深水湖相区是含油气有利区，储油层物性差，为裂缝性储集类型，只有在储集层发育和构造变异较大的部位才能钻获高产油流，象大安寨组这种原生岩性油气藏，并不严格受构造圈闭的控制，地层水不活跃。根据其地质特点，将龙泉山—江油以东、荣昌—资阳以北、荣昌—达县以西(包括川中、川北)的地区(图 11－12)，按网格划分为评价区；评价区由 675 个面积为 100 平方公里的单元组成，相邻的 25 个评价单元组成 1 个评价区块，整个评价区分成 27 个评价区块。

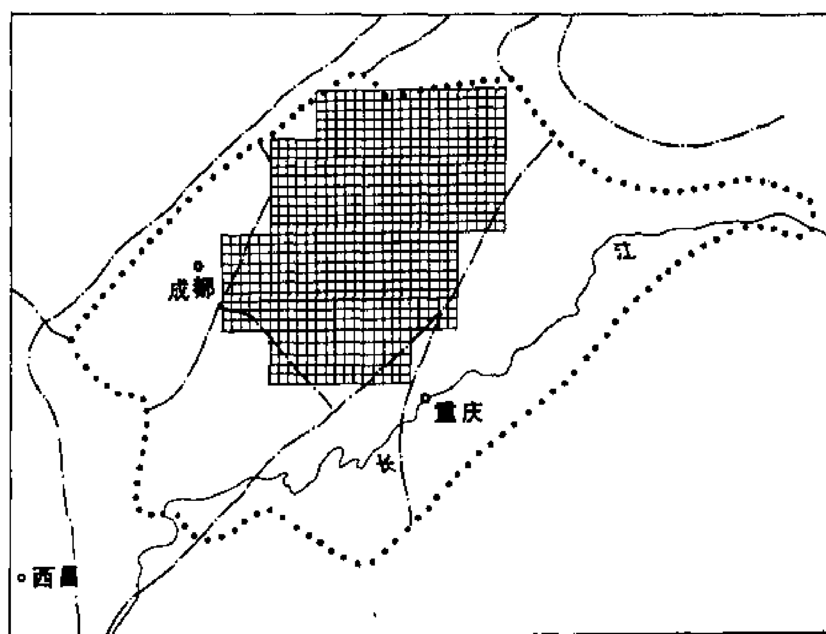



图 11－12　四川盆地下侏罗统大安寨组($Jt^4$)石油资源评价区块分布(网格部分)图

凉高山组($Jt^5$)为砂岩和泥、页岩互层，川中东部地区是一套灰黑色页岩与灰绿色长石石英砂岩、石英砂岩的间互层。当时沉积中心在达县—梁平一带，形成了受岩性、岩相控制的原生油藏。黑色页岩为生油层，砂岩为储集层，孔隙度为 2～6%，渗透率一般小于 $100\times10^{-3}$ 平方微米，含油饱和度一般为40～60%，为孔隙－裂缝型储集层。工业油井主要分布在背斜圈闭及鼻状构造上。对含油气有利地区(华蓥山以西，蓬莱—射洪—盐亭以东，南江以南及安岳以北)62 个背斜构造圈闭(川北 22 个背斜、川中 32 个背斜、川东 8 个背斜)进行了评价。

## 一、资源分级

*1．已算储量*

包括探明储量(指已完成详探工作，开发井网已基本完成并投入开发面积内的储量)、基本探明储量（指详探井网控制面积内之储量)和可能储量(指扩边的储量)。

*2．资源量*

包括预测储量及远景资源量。预测储量指经过地震普查，有1口探井获得了油气流或见油气显示的圈闭的储量。其圈闭的含油面积、油层参数、油水关系等都还不清楚，计算储量的参数是通过邻区已知资源预测的或者是从少许探井中获得的。远景资源量主要根据地质资料推测，根据地球物理、地球化学资料或者统计类比资料估算，按其勘探程度又分为两个亚类：一个亚类是潜在资源，指经过有利圈闭类比获得或者是已得到半定量的解释参数，用概率统计法给出的资源范围；另一个亚类是推测资源量，用生油量法计算得到。

## 二、资源量计算

资源量计算主要采用Cy－85油气资源评价系统而进行，要求同前，所不同者只是参数选择的差异。现简述之：

*1．大安寨组*

计算时，对5个参数(含气面积系数、储集层厚度、孔隙度、原油〈或伴生溶解气〉换算系数及成功概率)均取随机变量，选经验分布概型，随机抽样500次，27个区块每块取点25个，得到各区块单个圈闭的油气资源分布及各区块带成功概率的油气资源分布，在此基础上再计算27个区块总的带成功概率的油气资源分布。

大安寨组川东宽向斜(分水地区；宣汉—五宝场向斜；大竹向斜；开江—开县向斜；梁平向斜；万县—拔山寺向斜；忠县向斜；石柱向斜；蔺市向斜)参数的确定：

(1)含油面积

9个宽向斜以大安寨组底面海拔零线计算，面积为22437.5平方公里，海拔－1000米(川中工业油气井都在海拔－1000米以下)以下的面积为含油面积，共有含油面积13987.5平方公里。

(2)闭合度及充满度

各向斜的闭合度未考虑，其充满度选定为1.0、0.9均匀分布。

(3)储集层厚度

从四川盆地大安寨组储集层等厚图上读值，每个向斜100平方公里读1点，取其算术平均值。

(4)孔隙度

川中地区在海拔－2500米以深，孔隙度值一般为0.8%，故确定其孔隙度在0.8～1.0%区间均匀分布。

(5)含油(气)饱和度

和川中对比，确定为0.4。

(6)换算系数

同川中对比，确定原油的换算系数为0.6吨/立方米，伴生溶解气换算系数为200立方米/立方米。

(7)成功概率

以回归方程RISK－80回代，求得各向斜每100平方公里的成功概率，再用算术平均

得到各向斜海拔 －1000 米以深的成功概率，平均为 0.1 ～ 0.28 。

计算结果见表 11－23 。四川盆地大安寨组总资源量为原油 97053.15 万吨、伴生溶解气 2854.98 亿立方米。

**表 11－23　四川盆地侏罗系自流井群大安寨组资源量汇总表**

| 序号 | 地区 | 总资源量 | |
|---|---|---|---|
| | | 油 | 气 |
| 1 | 27 个区块 | 93776.21 | 2745.13 |
| 2 | 川东向斜 | 3276.94 | 109.85 |
| 合计 | 全川 | 97053.15 | 2854.98 |

说明：1. 计量单位：油 ($10^4$t)、气 ($10^8$ $m^3$)；
2. 按生油量计算，17.2 万平方公里的远景资源量为 10.41 亿吨；
3. 各区块及合计的资源量各按平均值给值 (即概率 0.9 、0.1 及众数资源的算数平均值 )。

2 . 凉高山组

全川共有62个背斜圈闭有黑色页岩及细、细一粉砂岩分布 (其中川北22 个、川中32个、川东 8 个)。

(1)圈闭面积及含油面积系数

圈闭面积由构造图上用求积仪量出。含油面积系数由对比确定，已知气藏取 0.8 ～ 0.7，有利相带取 0.7 ～ 0.5，较差的相带取 0.4 ～ 0.1。

(2)孔隙度

取单井平均值，未钻探地区从等值线图上读值。

(3)储集层厚度

从等厚图上读值，并经孔隙度 >2.0% 的比例系数校正。

(4)含油饱和度

以实钻资料为基础，对比取值 (普通水基泥浆取芯分析，其含油饱和度在 0.6 ～ 0.3 之间)。

(5)成功概率

由对比确定，已知油藏为 1.0，其它介于 0.6 ～ 0.3 之间。

(6)原油及伴生溶解气换算系数

以 12 口井高压物性分析为基础，进行对比面确定。原油换算系数为 0.7 ～ 0.75 吨／立方米，伴生溶解气换算系数为 44 ～ 65 立方米／立方米。

(7)探井成功率

统计了各油藏的探井成功率，并分区取值，川北为 0.3 、川中为 0.4 、川东为 0.2 。

资源量计算时选用含油面积系数、厚度、孔隙度及成功概率为随机变量，取经验分布概型，抽样 500 次，分别计算了川北、川中、川东及总的带成功概率的原油及伴生溶解气资源量分布，其结果见表 11－24 。

表 11－24　四川盆地侏罗系自流井群凉高山组资源量汇总表

| 序　号 | 地　区 | 总资源量 | |
|---|---|---|---|
| | | 油 | 气 |
| 1 | 川北22个背斜 | 591.37 | 4.70 |
| 2 | 川中32个背斜 | 11026.00 | 74.10 |
| 3 | 川东8个背斜 | 61.09 | 0.49 |
| 合　计 | 全　川 | 11678.46 | 79.29 |

说明：1.计量单位：油($10^4t$)、气($10^8m^3$)；

2.按生油量计算，9.88万平方公里内远景资源为3.86亿吨；

3.按平均值给值(平均值等于概率0.9、0.1及众数资源的算数平均值)。

## 第四节　对各级资源量预算成果的几点说明

由于9个层系21个评价单元资源量的计算成果不是一次完成的，评价的标准和使用的方法也不完全一致，但为了使用方便，将各评价单元资源量大致相当之值，归纳为表11－25所示。

表 11－25　四川盆地($Zb$～$Jt^5$)各级资源量汇总表

| 评价层系 | 已发现资源 | | |
|---|---|---|---|
| | 探明储量 | 可能储量 | |
| | | 油 | 气 |
| $Jt^5$ | | 4183.81 | 26.81 |
| $Jt^4$ | | 9455.29 | 203.65 |
| $T_3(Th)$ | | | 3534.71 |
| $T_{1+2}$ | | | 577.96<br>1625.09<br>3419.53 |
| P | | | 220.22<br>647.51<br>1422.22 |
| C | | | 279.53<br>337.66<br>379.63 |
| D | | | 0 |
| S | | | 0 |
| O | | | 1.41<br>4.90<br>10.01 |
| € | | | 0 |
| Zb | | | 139.77<br>381.03<br>677.97 |

续表

| 评价层系 | 未发现资源 预测资源量 油 | 气 | | | 远景资源量（生聚法资源量） 油 | 气 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| $Tt^5$ | 6297.30 | 42.33 | | | 38600 | |
| $Tt^4$ | 71940.93 | 2214.50 | | | 104100 | |
| $T_3$ (Th) | | 1181.35 | | | 116589 ~<br>1165890 | 8882.4 ~ 15888.8 |
| $T_{1+2}$ | | 122.72<br>356.20<br>641.37 | 301.17<br>798.30<br>1847.13 | 717.71<br>1617.61<br>3967.77 | | 3630.24 |
| P | | 57.63<br>110.43<br>196.10 | 398.43<br>900.84<br>2138.84 | 182.26<br>439.98<br>1014.14 | | 2983.14 |
| C | | 190.22<br>203.37<br>212.66 | 393.50<br>418.84<br>435.62 | 53.59<br>61.78<br>69.04 | | 未计算 |
| D | | 0 | 202.21 | 65.28 | | 82.44 ~ 331.08 |
| S | | 0<br>0<br>0 | 0<br>0<br>0 | 55.24<br>345.45<br>649.84 | | 3553.26 |
| O | | 0<br>0<br>0 | 0<br>0<br>0 | 168.29<br>468.47<br>1022.83 | | 2869.38<br>（包括盆地外省内资源量882.06） |
| € | | 0<br>0<br>0 | 0<br>0<br>0 | 647.87<br>1696.40<br>3603.37 | | 4983.54<br>（包括盆地外省内资源量1523.16） |
| Zb | | 0<br>0<br>0 | 1.85<br>7.01<br>21.51 | 242.89<br>768.10<br>1608.21 | | 2724.42<br>（包括盆地外省内资源量572.09） |

说明　1.计量单位：油 $10^4$ t、气 $10^8$ $m^3$；

2.$Jt^4$、$Jt^5$ 资源量示平均值。$T_3$ 示资源量众数值。$T_{1+2}$ ~ Zb 为容积法[1]、[2]计算之资源量。各级资源量自上而下分别概率 0.8、0.5、0.2，自左至右依次为原 $Ⅱ_1$、$Ⅱ_2$、$Ⅱ_3$ 级资源量；

3.盆地Ⅲ级远景资源量中含盆地外省内资源量 2977.31 亿立方米，该资源量均采用恢复氯仿沥青"A"法计算，考虑了聚集系数。

但对有关问题需要补充说明如下：

第一，各级资源量均给出一个区间变化值。其中：凉高山组（$Jt^5$）、大安寨组（$Jt^4$）均为概率为 0.9、0.1 及众数资源的算数平均值；上三叠统（$T_3$）示众数资源；中三叠统至震旦系分别按概率为 0.8、0.5、0.2 取值。

第二，上三叠统气的资源量除泥、页岩外，还包括了煤层生成的气。另外在上二叠统资源量中也包括有煤层生成的气 41 亿立方米。

第三，表 11－25 所列的中三叠统至震旦系的资源量中预测资源相当于原划分的Ⅱ级（$Ⅱ_1$、$Ⅱ_2$ 和 $Ⅱ_3$）潜在资源量。

## 第五节　对资源评价结果的认识

### 一、资源量纵向上集中分布在大安寨组、三叠系、二叠系及石炭系

大安寨组（$Jt^4$）油、气资源量均较多（参见表 11－24）；上三叠统天然气的可能储量和预测资源量高达 4716.06 亿立方米（参见表 11－22）；中下三叠统、二叠系、石炭系天然气资源量为 2136.17～10042.02 亿立方米，中值约 5000 亿立方米。Ⅰ、Ⅱ类有利圈闭层有 610 余个，占全部Ⅰ、Ⅱ类圈闭层（733 个）的 83%，除已钻探的 300 个外，尚有 300 多个构造圈闭层可供进一步勘探，以概率 50% 计，资源量大于 20 亿立方米的圈闭层就有 129 个。

### 二、资源量横向上集中分布在川东区

盆地内已评价的层系中除大安寨组（$Jt^4$）、凉高山组（$Jt^5$）资源量集中分布在川中、上三叠统分布在川中和川西北外，中、下三叠统，二叠系，石炭系等各层、组都集中分布在川东，有经济价值的天然气资源量为 1286.72～3771.68 亿立方米，占盆地总资源量的 30～50%，其中石炭系为 898～1074 亿立方米，占该区的 60% 以上，该区可供勘探的构造圈闭多，是目前最有希望的地区。

### 三、总观已进行资源评价的侏罗系—震旦系 9 个系 21 个单元，油气资源是丰富的

预计：可能储量，原油有1.4 亿吨、天然气大致为 6761.36 亿立方米；预测资源量原油有 7.8 亿吨、天然气大致为 8901.25 亿立方米；远景资源量则更大。资源评价及预测结果表明：今后原油的勘探重点仍为川中地区；天然气勘探重点层位应为三叠系、二叠系和石炭系，勘探的重点地区则依次为川东区块、川西（包括川西北）区块及川南、川西南区块。

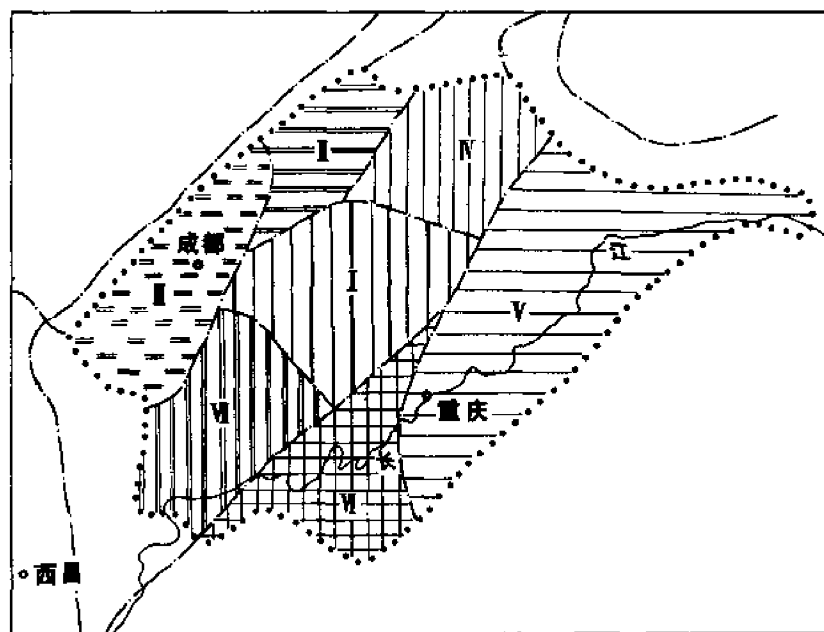



图 11－13　四川盆地上三叠统（$T_3h$— $T_3x$）资源量分区图

四川油气资源丰富还表现在目前的资源评价仅是初次，绝大多数层系(除 $Jt^4$ 外)只对已知的构造圈闭进行了资源量计算，圈闭以外广大区域则未进行评价。对有些层系(特别是下古生界)由于资料所限，对它们的评价认识还有待于提高，最近上二叠统生物礁气藏的出现就是很好的说明。因此随着地震、地质勘探精度的提高，一定会发现更多的油气资源。

图 11－13 至图 11－23 所表示的是三叠系至上震旦统资源量在盆地内的分区和分布状况，其中Ⅰ～Ⅶ等分区符号代表资源量大小，Ⅰ区最大，Ⅱ区次之，依次顺延。

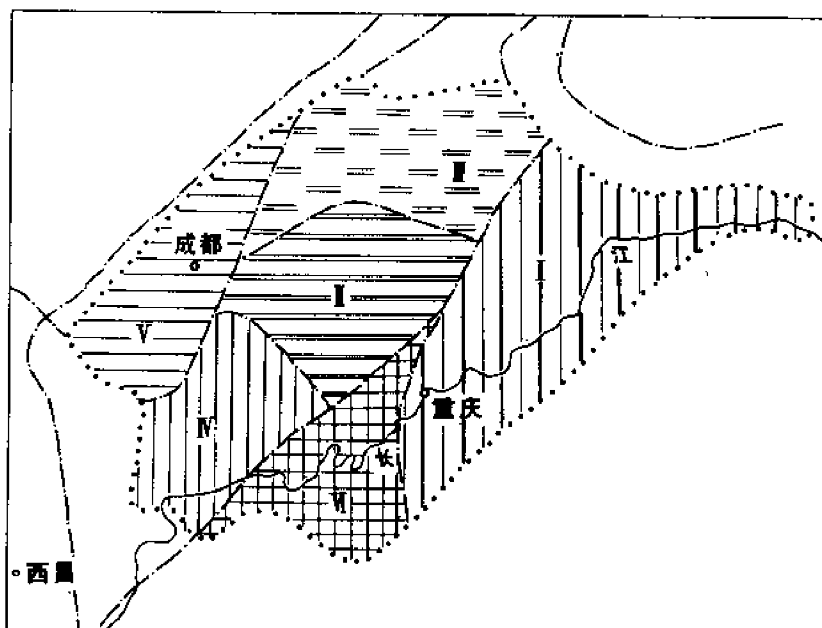



图 11－14 四川盆地中三叠统雷口坡组(Tr)资源量分区图

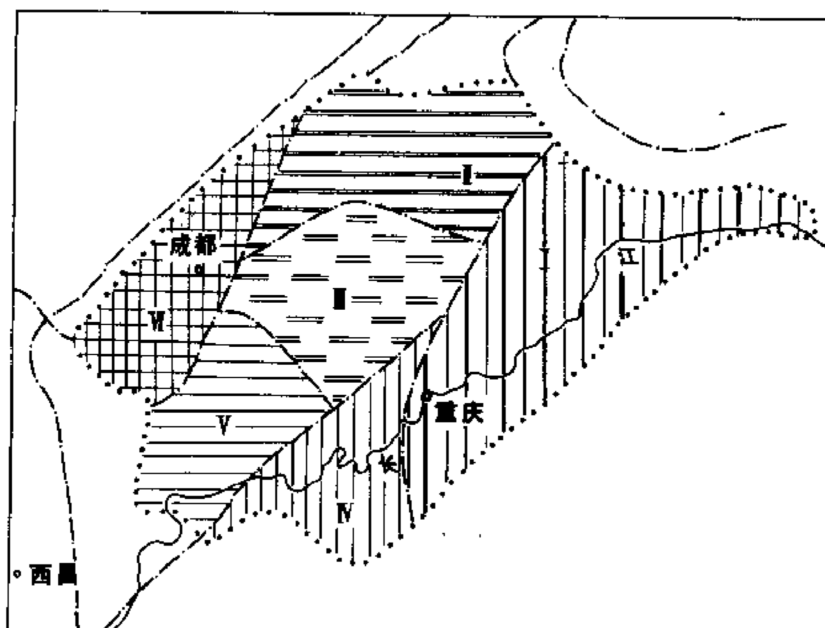



图 11－15 四川盆地下三叠统飞仙关组、嘉陵江组(Tf＋Tc)资源量分区图

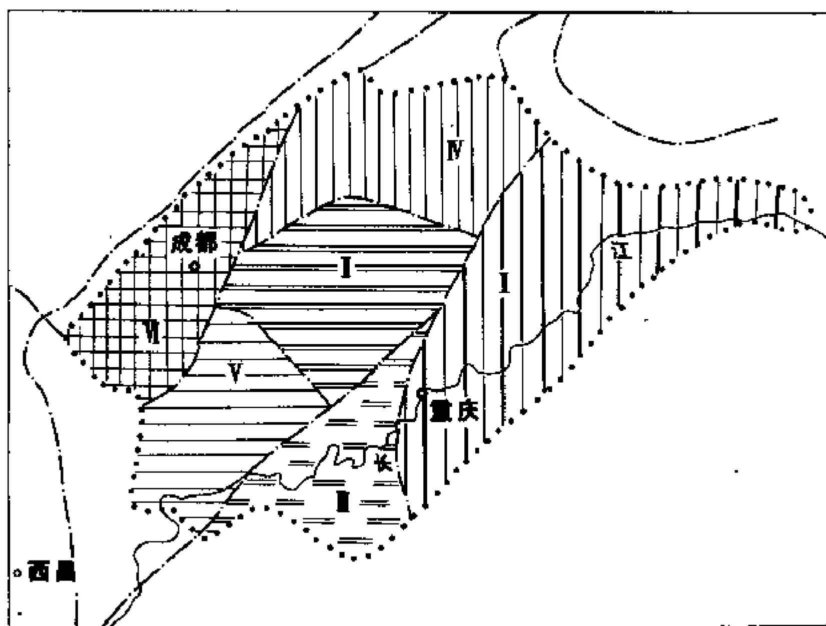



图 11－16 四川盆地上二叠统($P_2$)资源量分区图

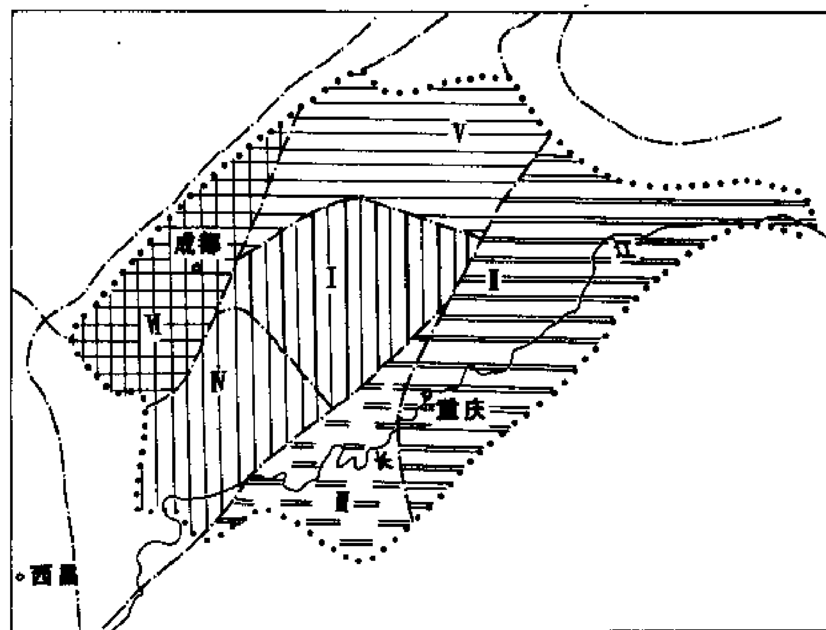



图 11－17 四川盆地下二叠统($P_1$)资源量分区图

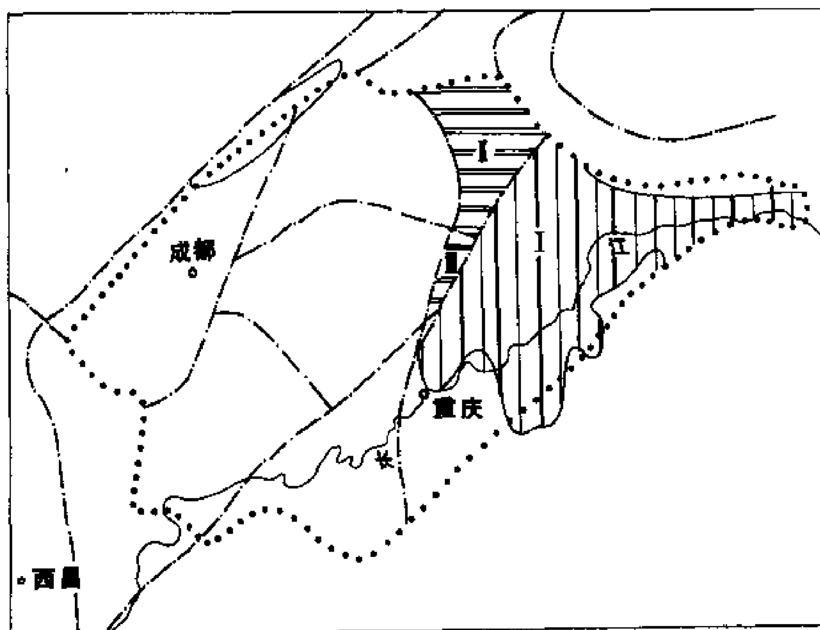



图 11－18　四川盆地石炭系(C)资源量分区图

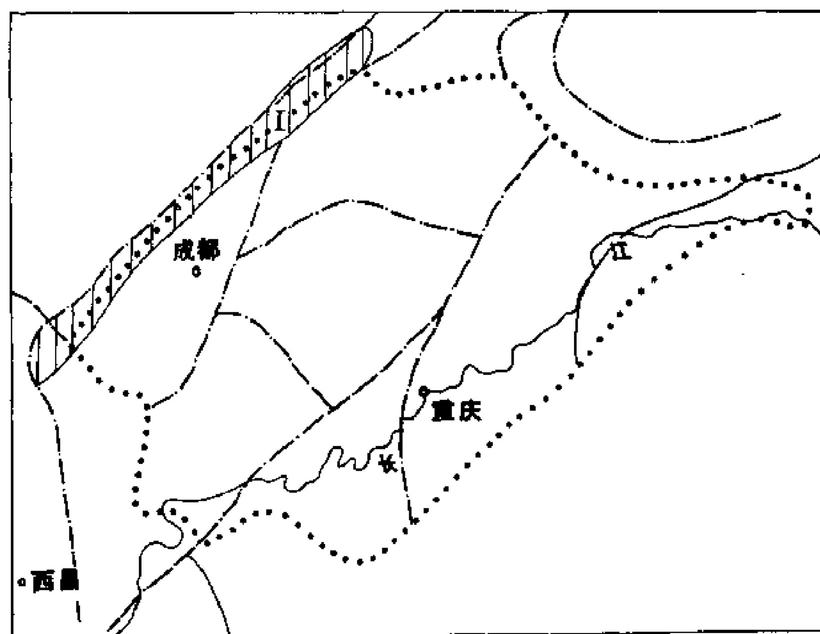



图 11－19　四川盆地泥盆系(D)资源量分区图

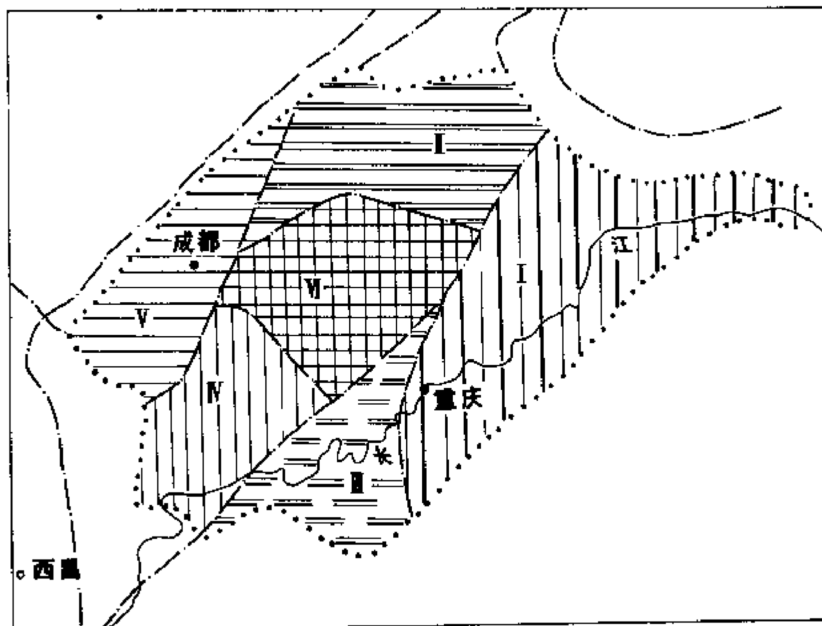



图 11－20　四川盆地志留系(S)资源量分区图

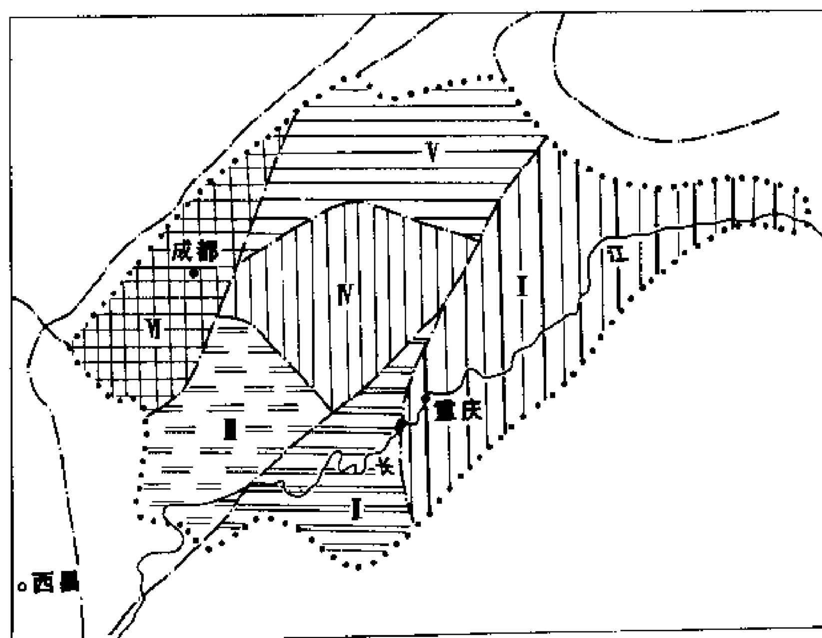



图 11－21　四川盆地奥陶系(O)资源量分区图

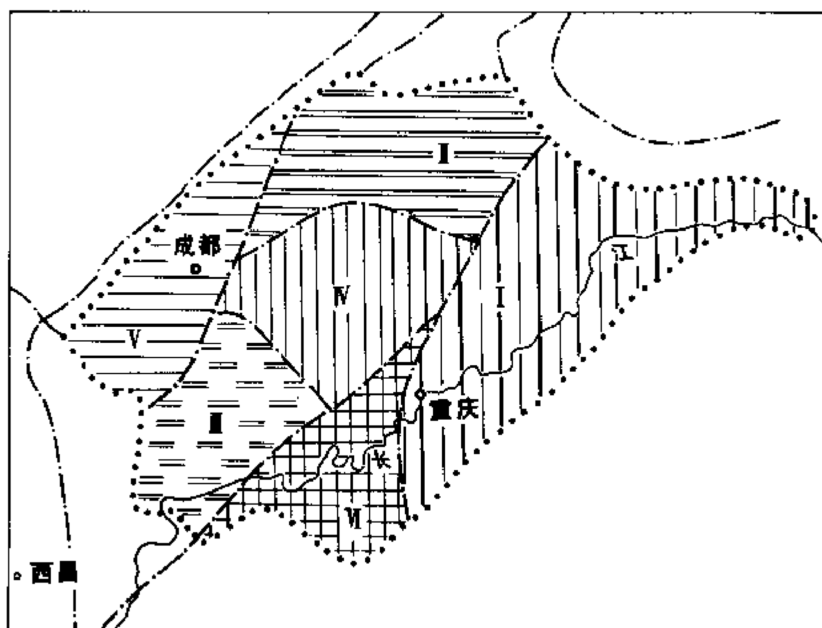



图 11－22　四川盆地寒武系(∈)资源量分区图

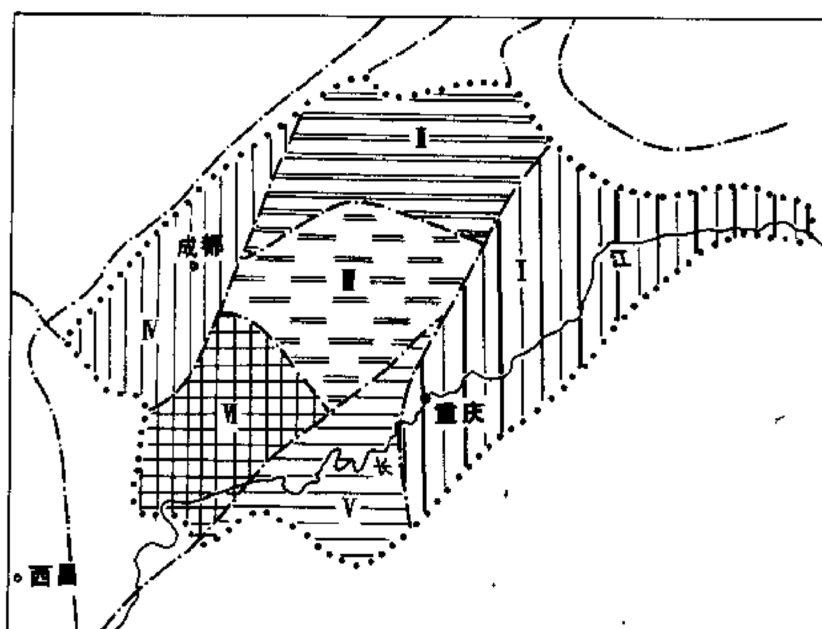



图 11－23　四川盆地震旦系上统灯影组(Zb)资源量分区图

## 第六节 勘探前景

四川天然气资源十分丰富，气产量占全国的45%，储量占全国的60%以上，是我国重要的天然气生产基地，不仅气产量高而且资源潜力很大。根据对侏罗系下统凉高山、大安寨油层及三叠系—震旦系资源评价的初步成果，天然气资源量（已发现及未发现）有50453.8亿立方米、原油有35.6亿吨。因此无论过去或将来对四川天然气的勘探与开发均具有重大的重义。

四川盆地可供勘探的面积达18.0万平方公里，沉积岩厚度达6000～12000米，可供钻探的背斜构造数目多（盆地内地面构造241个、地震发现的潜伏构造188个），除已钻构造圈闭172个、共获油气田65个、含油气构造20个以外，还有257个构造未进行钻探。这些构造圈闭是油气富集的重要场所，易于寻找和勘探，特别是已获得的含油、气构造经过钻探可望升级为油田或气田。

近年来通过钻探，已在以下一些领域取得了突破：

*1．高陡构造的勘探*

在地震发现的高陡构造两翼反冲逆断层圈闭和潜伏高点相继钻获高产气流，有相当一批高陡构造因断裂解体而形成新的气藏圈闭。

*2．川东区长兴组（$P_2^2$）生物礁气藏*

生物礁的最大特点是白云岩化程度高，储集条件好，气产量高。目前初步圈定的礁、滩发育的有利相区达1万多平方公里，岩芯孔隙度大于3%的储集层厚达25～35米，最大孔隙度为22%，渗透率为$518\times10^{-3}$平方微米，一般平均孔隙度为8～9%，气井日产量最低为6万立方米、最高为110万立方米，一般日产天然气10～40万立方米。

*3．川中区下二叠统白云岩岩性气藏勘探*

川中地区下二叠统栖霞组（$P_1{}^2{}_2$）在龙女寺构造发现厚达17米的次生白云岩，白云岩晶间孔、溶孔发育，面孔率平均为2.5～7%，获工业气流。与川中磨溪、龙女寺台内生物滩沉积相类似的还有龙门山及峨眉—泸州二个滩体可供勘探。同时下二叠统顶部古风化壳在川东、川南、川西南均有不同程度的显示，亦是扩大勘探成果的新领域。

*4．鲕滩的勘探*

下三叠统飞仙关组（Tf）飞三段与飞一段台地边缘鲕粒滩石灰岩相及台内鲕滩相分布在泸州、万县—南川一带，该相区已经钻探了25个构造，其中钻获气田及含气构造11个（占全盆地飞仙关组气田总般的57.9%），有一定的勘探潜力。

*5．川中大安寨油层（$Jt^4$）岩性油藏*

近年在川中北部石龙场—中台山—金华领一带勘探成效显著，资源潜力大；是大安寨油层重要的后备战场。

*6．盆地内深层和下古生界*

加里东期乐山－龙女寺古隆起及其周围，均具有良好的生、储油条件，又具有保存条件好的构造圈闭，威远气田以及龙女寺构造已获工业气流，今后不仅可以对构造圈闭继续勘探，而且还可以在乐山－龙女寺古隆起翼部，寻找寒武系、奥陶系不整合油气藏和超程岩性气藏。

全国解放以来，四川油气勘探所获得的成效，皆由于立足于贫矿（油），立足于中低产

井，力争找到高产井(气)，立足于地震勘探搞清构造形态，立足于一定的勘探开发工作量。盆地内资源潜力大，而目前已获得的天然气储量仅为震旦系上统一三叠系中统海相地层资源量的1/3～1/6，所以可供勘探的天然气资源量是相当多的，勘探领域是广阔的。除盆地内碳酸盐岩具有丰富的油气资源可供找油、找气外，还有巨厚的陆相碎屑岩含油气层可供勘探；地区上除搞好川南、川西南老气区挖潜保稳产外，还有油气资源蕴藏量很大的川东、川西北及川中北部可供勘探，除数目众多的构造圈闭可供勘探外，还有广大的非构造圈闭值得勘探，特别是川中深层勘探前景更为可观。因此，只要我们解放思想、开拓视野，依靠科学技术进步，油气勘探的前景将是宏伟的。

从长远来看，今后油气勘探应着眼于全盆地。油气并举、以气为主；海相地层与陆相地层勘探并举，以勘探海相地层为主；浅层勘探与深层勘探并举，以中深层勘探为主；构造圈闭与非构造圈闭勘探并举，以构造圈闭勘探为主；川东、川西北、川中、川北、川南、川西南等区块勘探并举，以川东区、川西北区为主，并积极扩大新领域，如西昌盆地等。加强五位一体(地震、钻井、测井、试油、地质综合研究)的综合勘探，搞好三个接替(预探要有初探接替、详探要有预探接替、开发要有详探接替)，使天然气生产持续发展。同时要依靠科学技术进步，坚持实事求是，从提高勘探成功率上争取最好的经济效益，做到少投入多产出。

就近期而言，对以下几方面的勘探领域应予以优先重视，一旦有所突破，将可提供新的大范围的勘探区。它们是：

1)上二叠统生物礁的地质、地球物理综合勘探；

2)数字地震，多次覆盖对川西北推覆体构造形态和含油气有利圈闭的研究和钻探；

3)加里东期龙女寺－乐山古隆起下古生界含油气远景勘探；

4)川西凹陷须家河组、川西北广旺断块区二叠系以及川中地区东北部自流井群凉高山层的勘探。

此外，紧邻盆地西南的还有西昌、会理、渡口西、德昌西等盆地可供勘探，总面积近1万平方公里●，地表出露上三叠统—第三系。上述盆地中，除西昌盆地为一构造盆地兼沉积盆地外，其余盆地均为构造盆地，各盆地的勘探程度均很低。以沉积盆地最大、勘探工作做得较多的西昌盆地为例，西昌盆地面积为5千平方公里，仅作过1：20万的地质普查及1979年作过地震剖面100.1公里，盆地内已知有七里坝等3个背斜、拉克等5个鼻状背斜，有4套地层(中、下三叠统，下二叠统，中、上奥陶统，上震旦统灯影组)可做为油气勘探的目的层，油气勘探前景较好，但还需进一步加强地震勘探及地质综合研究工作，才能作出正确的估价。

---

● 指在四川省内的各沉积盆地的范围。

# 附　表

**附表 1**　　**四川历年地质勘探工作量统计表**

| 年份 | 地质调查 | | | | 地形及大地测量 | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | 地质测量 ($km^2$) | 水文地质 ($km^2$) | 大剖面 (km) | 面积踏勘 ($km^2$) | 地形测量 ($km^2$) | 导线测量 (点) | 三角测量 (三角点) | 水准测量 (km) | 图根测量 (点) |
| 1953 | 2251 | | | | 739 | | | | |
| 1954 | 4840 | 2062 | | | 2810 | | 285 | 1892 | 1952 |
| 1955 | 3321 | 1202 | | | 3674 | | 1099 | 1964 | 2636 |
| 1956 | 19885 | | | | 9778 | | 358 | 261 | 3703 |
| 1957 | 48702 | | | | 18223 | | 223 | | 2860 |
| 1953～1957 | 78999 | 3264 | | | 35224 | | 1965 | 4117 | 11151 |
| 1958 | 22150 | | | | 19447 | | | | 6915 |
| 1959 | 57575 | | 642 | | 3996 | | | | 1271 |
| 1960 | 21575 | 2123 | 817 | 12547 | 13634 | 3692 | | | 10826 |
| 1961 | 11679 | 10 | | | 10147 | | 564 | | 1898 |
| 1962 | 465 | | | | 40 | | 605 | | 55 |
| 1963 | 926 | | | | 1282 | | 91 | | 449 |
| 1964 | | | | | 458 | | 44 | | 172 |
| 1965 | 3061 | | 122 | 600 | 1051 | | | | |
| 1958～1965 | 117431 | 2133 | 1581 | 13147 | 50055 | 3692 | 1304 | | 21586 |
| 1966 | 1901 | | 822 | | | | | | 3293 |
| 1967 | 1200 | | 400 | | | 1452 | | 53 | |
| 1968 | | | | | | | | | |
| 1969 | | | | | | | | | |
| 1970 | 200 | | 52 | 140 | | 939 | | | |
| 1971 | | | | | | 368 | | | |
| 1972 | | | | | | 1080 | | | |
| 1973 | | | | | | | | | |
| 1974 | | | | | | | | | |
| 1975 | | | | | | | | | |
| 1966～1975 | 3301 | | 1274 | 140 | | 3839 | | 53 | 3293 |
| 1976 | | | | | | | | | |
| 1977 | | | | | | | | | |
| 1978 | | | | | | | | | |
| 1979 | | | | | | | | | |
| 1980 | | | | | | | | | |
| 1981 | | | | | | | | | |
| 1982 | | | | | | | | | |
| 1983 | | | | | | | | | |
| 1984 | | | | | | | | | |
| 1976～1984 | | | | | | | | | |
| 1953～1984 | 199731 | 5397 | 2855 | 13287 | 85279 | 7531 | 3269 | 4170 | 36030 |

续表

| 年份 | 地球物理 | | | | | 地质钻井 | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | 地震剖面 (km) | 重力 ($km^2$) | 磁力 ($km^2$) | 放射性测量 ($km^2$) | 地面电法剖面 (km) | 手摇钻井 (m) | 轻便钻井 (m) | 合计 (m) |
| 1953 | 11.5 | 26039 | | | | 4273 | 62 | 4335 |
| 1954 | 25.2 | 105420 | | | 106 | 9238 | 4722 | 13960 |
| 1955 | 61.9 | 50596 | | | 205 | 13103 | 17212 | 30315 |
| 1956 | 419.4 | 14400 | | | 1103 | 11427 | 25781 | 37208 |
| 1957 | 1097.4 | 1298 | 70161 | | 1385 | 14646 | 28669 | 43315 |
| 1953～1957 | 1615.4 | 197753 | 70161 | | 2799 | 52687 | 76446 | 129133 |
| 1958 | 3331.4 | 3525 | | | 880 | 10073 | 173083 | 183156 |
| 1959 | 4358.5 | 116961 | | | 1406 | 3714 | 108148 | 111862 |
| 1960 | 9889.8 | 122514 | 1977 | | | 8060 | 90056 | 98116 |
| 1961 | 2467.0 | 750 | 5912 | | 109 | 3794 | 21287 | 25081 |
| 1962 | 18.4 | | | | | | 1408 | 1408 |
| 1963 | 273.9 | | | | | | | |
| 1964 | 243.2 | 719 | | | | | 2201 | 2201 |
| 1965 | 1208.6 | | | | | | 1332 | 1332 |
| 1958～1965 | 21790.8 | 244469 | 7889 | | 2395 | 25641 | 397515 | 423156 |
| 1966 | 5234.7 | 18800 | | 103 | | 358 | | 358 |
| 1967 | 852.6 | 8000 | | 1600 | | 344 | | 344 |
| 1968 | 100.0 | | | | | | | |
| 1969 | 152.7 | | | | | | | |
| 1970 | 1496.0 | 6520 | | | | | | |
| 1971 | 4405.4 | 7165 | | | | | | |
| 1972 | 5443.1 | 3200 | | | | | | |
| 1973 | 2338.3 | | | | | | | |
| 1974 | 2071.4 | | | | | | | |
| 1975 | 3256.1 | | | | | | | |
| 1966～1975 | 25350.3 | 43685 | | 1703 | | 702 | | 702 |
| 1976 | 2746.2 | | | | | | | |
| 1977 | 4881.2 | | | | | | | |
| 1978 | 7175.7 | | | | | | | |
| 1979 | 6339.6 | | | | | | | |
| 1980 | 4785.7 | | | | | | | |
| 1981 | 3563.1 | | | | | | | |
| 1982 | 4142.9 | | | | | | | |
| 1983 | 4883.6 | | | | | | | |
| 1984 | 3862.0 | | | | | | | |
| 1976～1984 | 42380.0 | | | | | | | |
| 1953～1984 | 91136.5 | 485907 | 78050 | 1703 | 5194 | 79030 | 473961 | 552991 |

附表 2

# 四川盆地历年发现地面构造情况表

| 发现年份 | 构造个数 | 川南 个数 | 川南 构造名称 | 川东 个数 | 川东 构造名称 | 川西南 个数 | 川西南 构造名称 | 川中 个数 | 川中 构造名称 | 川北 个数 | 川北 构造名称 | 川西 个数 | 川西 构造名称 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 1949年以前 | 114 | 29 | 温塘峡、临峰场、沥鼻峡、西温泉、花果山、六合场、西山、东山、黄瓜山、新店子、九奎山、阳高寺、古佛山、螺观山、梯子崖、青山岭、五通场、打鼓场、沈公山、长垣坝、付家庙、老翁场、高木顶、南广、观斗山、贾村溪、双河场、宝和场、太和场 | 58 | 黑楼门、大木垭、双河寨、桐村、响水洞、黄连峡、马鼎坝、温泉井、南门场、云安厂、大池干井、何家营、庙子湾、大山坪、方斗山、龙驹坝、七跃山、大沙坝、铁山坡、黄家湾、罗家坪、七里峡、铁山、黄泥堂、大天池、明月峡、蒲包山、凉水井、大坪、红花店、接龙场、轿子山、羊角碛、大耳山、荀家场、梓里场、黄草峡、板桥、九峰寺、四海山(1)、四海山(2)、四海山(3)、华蓥山、龙家湾、丰盛场、姜家湾、新场、佛耳崖、石油沟、铜锣峡、环山、南温泉、龙王洞、沙坪坝、天府、中梁山 | 11 | 圣灯山、自流井、兴隆场、邓井关、天宫堂、龙桥、五指山、寿保场、威远、四峨山、鹰嘴湾 | 4 | 八角场、南充、官溪、蓬莱 | 4 | 河湾场、牛场坪、南阳、税家槽 | 8 | 海棠铺、白马关、三大湾、仁石、熊坡、大邑、松断山、大鹏山 |

续表

| 发现年份 | 构造个数 | 川南 个数 | 川南 构造名称 | 川东 个数 | 川东 构造名称 | 川西南 个数 | 川西南 构造名称 | 川中 个数 | 川中 构造名称 | 川北 个数 | 川北 构造名称 | 川西 个数 | 川西 构造名称 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | | 东 溪、刘家山、 | | | | | | | | |
| 1951 | 1 | | | | | | | | | | | 1 | 白云村 |
| 1953 | 3 | | | | | 1 | 青杠坪 | | | | | 2 | 徐家坝、三皇庙 |
| 1954 | 10 | 3 | 合 江、纳 溪、广福坪、 | | | | | 3 | 大 成、龙女寺、一立场、 | 1 | 双鱼石 | 3 | 新苏村、油罐顶、苏码头 |
| 1955 | 26 | 12 | 坛子坝、龙洞坪、海 潮、李子坝、庙高寺、二里场、白节滩、荔枝滩、南 井、桐梓园、宋家场、牟家坪、 | 2 | 铁厂沟、石龙峡 | | | 1 | 金华镇 | 1 | 老关庙 | 10 | 合兴场、金龙寺、盐井沟、三合场、雾中山、马 桥、兰家山、高家场、张家坪、三苏场、 |
| 1956 | 19 | 2 | 川主庙、莲花寺 | | | 4 | 杨家山、黄家场观音镇、大塔场 | 10 | 营 山、公山庙、渠 县、西 桥观音场、 渡河、广 安、涞滩场、太平场、合 川、 | 3 | 仪 陇、双 河、水口场 | | |
| 1957 | 31 | 10 | 丹凤场、梁董庙、铜尖山、天堂坝、圹 河、官渡塘、淶滩场、旺隆场、雪白坪、西 门 | 11 | 磨扮子、龙头山、卧龙河、福成寨、焦石坝、桐麻湾、双 龙、四合场、新 市、四面山、建 南 | | | 4 | 罗渡溪、文昌家、仁和寨、街子坝 | 6 | 涪阳、乱石子、分水岭、彭店、唐山、复兴场 | | |
| 1958 | 17 | 1 | 中兴场 | 3 | 双石庙、黄龙场、雷音铺 | 5 | 大窝顶、吴 坝、西溪口、关 口、董家山 | 1 | 白庙场 | 5 | 马罗背、邱家坪、天井坝、九龙山、天 池 | 2 | 江 山、磨盘山 |
| 1959 | 16 | | | | | | | 7 | 桂花园、苍 山、栏 江、陈家场、 | 9 | 花 丛、元 沱、石龙场、龙 岗、 | | |

续表

| 发现年份 | 构造个数 | 川南 个数 | 川南 构造名称 | 川东 个数 | 川东 构造名称 | 川西南 个数 | 川西南 构造名称 | 川中 个数 | 川中 构造名称 | 川北 个数 | 川北 构造名称 | 川西 个数 | 川西 构造名称 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | | | | | | 东兴场、上 桥、平 泉 | | 松林山、万年场、瓦子场、狮子场、中台山 | | |
| 1960 | 5 | | | 2 | 盐 井、五宝场 | | | 1 | 南墙坡 | 2 | 迎风寺、北山场 | | |
| 1961 | 1 | | | | | | | 1 | 中 敖 | | | | |
| 1949年以前—1984 | 243 | 57 | | 80 | | 17 | | 32 | | 31 | | 26 | |

附表 3

**四川盆地外围部分地区历年发现地面构造情况表**

| 发现年份 | 构造个数 | 龙门山台缘断褶带 | | 娄山断褶带（滇黔北部凹陷） | | 八面山断褶带（黔江凹陷） | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | 个数 | 构造名称 | 个数 | 构造名称 | 个数 | 构造名称 |
| 1949年以前 | 8 | 2 | 矿山梁、天井山 | 5 | 洛义、龙塘沟、灯杆坝、长宁、柏杨岭 | 1 | 乐平 |
| 1957 | 2 | | | | | 2 | 龙桥河、李子坳 |
| 1958 | 1 | 1 | 周家溪 | | | | |
| 1961 | 3 | | | | | 3 | 大鹅池、余壁宅、红岸坪 |
| 1949以前～1984 | 14 | 3 | | 5 | | 6 | |

附表 4　　四川盆地历年地震勘探发现的潜伏构造名称、数据表

| 年份 | 全局个数 | 川南 个数 | 川南 构造名称 | 川东 个数 | 川东 构造名称 | 川西南 个数 | 川西南 构造名称 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 1971 | 1 | | | | | | |
| 1972 | | | | | | | |
| 1973 | 1 | | | | | | |
| 1974 | 13 | 10 | 永安场、佛荫、大桥、坛南、中兴北、鱼塘、牟Ⅱ、牟Ⅲ、牟Ⅳ、九北 | | | 1 | 瓦市 |
| 1975 | 3 | 3 | 二西、尧坝、阳南、 | | | | |
| 1976 | 12 | 8 | 白鹿坪、榕山镇、马山垭、鹿南、朱沱镇、鹿角场、六南、付西 | 1 | 沙河铺 | | |
| 1977 | 23 | 9 | 合西北、合南、合南南、分水、纳东东、纳西、老西、宋东、牟Ⅴ | 2 | 明达、新东北 | 9 | 邓南、自东北、自东、唐家坝、白庙子、青北、古罗、兴北、音西、 |
| 1978 | 23 | 6 | 纳南、桐西、南溪、福西、止兴、福西西 | 7 | 石宝寨、龙头、咸隆、麦南、张家场、龙潭、相东 | 5 | 界石场、兴西南、孔南、金城场、李场 |
| 1979 | 23 | 9 | 双河场、关圣场、走马场、同福场、临南、临西南、茶店场、长仲、石板场 | 2 | 火石梁、高峰场 | | |
| 1980 | 14 | | | | | 3 | 宜宾、隆昌、龙市镇 |
| 1981 | 33 | 6 | 宝华场、螺观山Ⅲ、东山北、丁家场、九龙场、东山南 | 7 | 亭子铺、板东、统景场、邓家坝、观音桥、牛脑门、檀木场 | 2 | 梨子场、月江场 |
| 1982 | 16 | 2 | 石脚场、吉安场 | 13 | 邻北、雷西、龙会场、木子场、铁西、硐村西、轿顶山、云和寨、柏林场、达西、铁东、沙罐坪、座洞崖、 | | |
| 1983 | 12 | 4 | 陈家桥、巨美、马　坊、金龙吴滩 | 2 | 刘家湾、大堰乡 | 2 | 麻西西、麻北 |
| 1984 | 15 | 3 | 青峰场、王　平、来苏Ⅰ | 7 | 卧西、大猫坪、冯家湾、沙塘、同福北、观音石、峡西、 | | |
| 合计 | 189 | 60 | | 41 | | 22 | |

说明：189 个潜伏构造未包括板西、邓家坝两潜伏构造。

续表

| 年份 | 川中 | | 川西 | | 川北 | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | 个数 | 构造名称 | 个数 | 构造名称 | 个数 | 构造名称 |
| 1971 | | | 1 | 码东北 | | |
| 1972 | | | | | | |
| 1973 | | | 1 | 官店子 | | |
| 1974 | | | 2 | 石泉场，杰兴场 | | |
| 1975 | | | | | | |
| 1976 | 2 | 角西，秋林 | | | 1 | 思依场 |
| 1977 | | | 1 | 谦和场 | 2 | 大包山、中坝 |
| 1978 | 1 | 磨溪 | 1 | 大兴场 | 3 | 关西北、文兴场、孙家山 |
| 1979 | 6 | 万善场、王家场、盘龙场、高堕场、三驱镇、中心镇 | 2 | 汉王场、观音寺 | 4 | 张家坳、塌洞坪 魏城、龙场 |
| 1980 | 7 | 共兴、永安桥、潼南东、柏梓场、渭沱、云门镇、吴家铺 | | | 4 | 分水岭、龙凤场、柘坝场、太平场、 |
| 1981 | 1 | 李渡东 | 1 | 大兴西 | 16 | 税家槽南、骆市南、静北、青山、骑龙场、酉东南、高寺岩、涌兴场、岩峰、岩东、坝东、富利场、新政西、河北、税家槽西、涵水溪 |
| 1982 | | | | | 1 | 赵家山 |
| 1983 | 1 | 双林 | | | 3 | 全德场、观太场、塔子山 |
| 1984 | 3 | 荷包场、双凤驿、中敖东 | 2 | 平落坝、夹江西 | | |
| 合计 | 21 | | 11 | | 34 | |

**附表 5** 

# 四川 1949 ~ 1984 年地质勘探钻井资料统计表

| 年 份 | 钻井进尺(m) 合计 | 钻井进尺(m) 气井 | 钻井进尺(m) 油井 | 钻机月(台月) | 钻机月速(m/台月) | 历年完成井井数(口) | 平均队年进尺(m) |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 1949 | 634 | 634 | | 9.29 | 68 | | |
| 1950 | 340 | 340 | | 9.77 | 35 | 1 | |
| 1951 | | | | | | | |
| 1952 | | | | | | | |
| 1949 ~ 1952 | 974 | 974 | | | | 1 | |
| 1953 | 1319 | 1319 | | 11.99 | 110 | | 330 |
| 1954 | 9756 | 9756 | | 71.98 | 136 | 3 | 852 |
| 1955 | 29909 | 29909 | | 138.35 | 216 | 16 | 1885 |
| 1956 | 37486 | 35492 | 1994 | 186.40 | 201 | 22 | 1710 |
| 1957 | 37781 | 30189 | 7592 | 198.13 | 191 | 21 | 1621 |
| 1953 ~ 1957 | 116251 | 106665 | 9586 | 606.85 | 192 | 62 | |
| 1958 | 231660 | 63367 | 168293 | 501.72 | 462 | 118 | 3520 |
| 1959 | 315048 ① | 45588 | 269460 | 789.70 | 399 | 199 | 3745 |
| 1960 | 280289 ② | 55755 | 224534 | 729.20 | 384 | 162 | 3858 |
| 1961 | 98783 ③ | 22193 | 76590 | 503.40 | 196 | 67 | 1766 |
| 1962 | 15875 ④ | 10326 | 5549 | 225.30 | 70 | 15 | 353 |
| 1963 | 12715 | 11776 | 939 | 91.10 | 140 | 9 | 289 |
| 1964 | 52615 | 42516 | 10099 | 199.90 | 263 | 11 | 997 |
| 1965 | 99265 | 63139 | 36126 | 320.94 | 309 | 66 | 1524 |
| 1958 ~ 1965 | 1106250 | 314660 | 791590 | 3361.26 ⑤ | | 647 | |
| 1966 | 268958 | 192118 | 76840 | 772.76 | 348 | 94 | 2684 |
| 1967 | 157732 | 89995 | 67737 | 500.45 | 315 | 123 | 1844 |
| 1968 | 27387 | 23951 | 3436 | 125.65 | 218 | 21 | 306 |
| 1969 | 22261 ⑥ | 21530 | 731 | 105.72 | 211 | 8 | 305 |
| 1970 | 58272 ⑦ | 44428 | 13844 | 216.65 | 269 | 29 | 925 |
| 1971 | 175541 | 128261 | 47290 | 437.08 | 402 | 77 | 2544 |
| 1972 | 215190 | 125947 | 89243 | 540.43 | 398 | 102 | 3212 |
| 1973 | 192136 | 134049 | 58087 | 579.66 | 331 | 76 | 3002 |
| 1974 | 174323 | 128630 | 45693 | 600.15 | 290 | 72 | 2875 |
| 1975 | 211719 | 185980 | 25739 | 646.8 | 327 | 82 | 3283 |
| 1966 ~ 1975 | 1503529 | 1074889 | 428640 | 4525.35 ⑧ | | 684 | |

附表

| 年份 | 钻井进尺(m) | | | 钻机月(台月) | 钻机月速(m/台月) | 历年完成井井数(口) | 平均队年进尺(m) |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | 合计 | 气井 | 油井 | | | | |
| 1976 | 234810 | 210334 | 24476 | 771.92 | 304 | 74 | 3190 |
| 1977 | 309017 | 278154 | 30863 | 816.54 | 378 | 110 | 3560 |
| 1978 | 466068 | 439689 | 26379 | 1061.35 | 439 | 156 | 4856 |
| 1979 | 416343 | 403381 | 12962 | 1098.85 | 379 | 141 | 4208 |
| 1980 | 304917 | 297295 | 7622 | 900.32 | 339 | 93 | 3014 |
| 1981 | 279825 | 243278 | 36547 | 878.12 | 319 | 82 | 3111 |
| 1982 | 328579 | 305461 | 23118 | 992.75 | 331 | 84 | 3326 |
| 1983 | 357008 | 319217 | 37791 | 947.23 | 377 | 115 | 3574 |
| 1984 | 380523 | 337188 | 43335 | 923.87 | 412 | 108 | 3731 |
| 1976～1984 | 3077090 | 2833997 | 243093 | 8390.95 | | 963 | |
| 1949～1984 | 5804094 | 4331185 | 1472909 | 16903.45 | | 2357 | |

① 含广西 3619 米；
② 含广西 7445 米；
③ 含云、贵 1431 米，广西 3984 米；
④ 含云、贵 247 米；
⑤ 含云、贵、广西 76.3 钻机月；
⑥ 含云、贵 668 米；
⑦ 含云、贵 2623 米；
⑧ 含云、贵 40.14 钻机月。

附表 6

## 四川历年取芯情况表

| 年份 | 合计 进尺 (m) | 合计 岩芯长 (m) | 合计 收获率 (%) | 川南矿区 进尺 (m) | 川南矿区 岩芯长 (m) | 川南矿区 收获率 (%) | 川西南矿区 进尺 (m) | 川西南矿区 岩芯长 (m) | 川西南矿区 收获率 (%) |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 1953 | 318 | 55 | 17.3 | | | | 318 | 55 | 17.3 |
| 1954 | 1740 | 447 | 25.7 | | | | 1121 | 296 | 26.4 |
| 1955 | 3296 | 1516 | 46 | | | | 2620 | 1312 | 50.0 |
| 1956 | 4242 | 1695 | 39.9 | 236 | 77 | 32.6 | 1860 | 636 | 34.2 |
| 1957 | 3156 | 1247 | 39.5 | 846 | 281 | 33.2 | 661 | 280 | 42.4 |
| 1953～1957 | 12752 | 4960 | 38.9 | 1082 | 358 | 33.1 | 6580 | 2579 | 39.2 |
| 1958 | 83127 | 71967 | 86.6 | 547 | 150 | 27.4 | 243 | 45 | 18.5 |
| 1959 | 28438 | 22627 | 79.6 | 71 | 21 | 29.6 | 119 | 45 | 37.8 |
| 1960 | 24812 | 14331 | 57.8 | 117 | 35 | 29.9 | 199 | 75 | 37.7 |
| 1961 | 14711 | 9550 | 64.9 | 56 | 27 | 48.2 | 489 | 187 | 38.2 |
| 1962 | 2379 | 1338 | 56.2 | 48 | 19 | 39.6 | 370 | 85 | 23.0 |
| 1963 | 537 | 288 | 53.6 | 40 | 12 | 30.0 | 108 | 33 | 30.6 |
| 1964 | 1552 | 1189 | 76.6 | 186 | 135 | 72.5 | 302 | 220 | 72.8 |
| 1965 | 1644 | 1406 | 85.5 | 109 | 96 | 88.0 | 315 | 199 | 63.2 |
| 1958～1965 | 157200 | 122696 | 78.1 | 1174 | 495 | 42.2 | 2145 | 889 | 41.4 |
| 1966 | 35724 | 28684 | 80.3 | 8842 | 7091 | 80.2 | 5152 | 3232 | 62.7 |
| 1967 | 12604 | 10012 | 79.4 | 2911 | 1983 | 68.1 | 1519 | 966 | 63.6 |
| 1968 | 1029 | 651 | 63.3 | 332 | 180 | 54.2 | 203 | 51 | 25.1 |
| 1969 | 85 | 38 | 44.7 | | | | 85 | 38 | 44.7 |
| 1970 | 456 | 403 | 88.4 | | | | 108 | 90 | 83.3 |
| 1971 | 1005 | 740 | 73.6 | 492 | 308 | 62.5 | 341 | 296 | 86.8 |
| 1972 | 1791 | 1345 | 75.1 | 772 | 579 | 75.0 | 55 | 41 | 74.5 |
| 1973 | 2792 | 2224 | 79.7 | 734 | 562 | 76.6 | | | |
| 1974 | 1563 | 959 | 61.4 | 542 | 323 | 59.6 | 346 | 61 | 17.6 |
| 1975 | 1227 | 853 | 69.5 | 319 | 218 | 68.5 | 188 | 98 | 52.1 |
| 1966～1975 | 58276 | 45909 | 78.8 | 14944 | 11244 | 75.2 | 7997 | 4873 | 60.9 |
| 1976 | 1608 | 1131 | 70.3 | 600 | 372 | 62.0 | 140 | 56 | 40.0 |
| 1977 | 917 | 617 | 67.3 | 143 | 91 | 63.6 | 114 | 45 | 39.5 |
| 1978 | 2884 | 2074 | 71.9 | 1250 | 804 | 64.3 | 82 | 41 | 50.0 |
| 1979 | 5613.5 | 4398.1 | 78.3 | 1702.4 | 1239.8 | 72.8 | 1354.0 | 886.7 | 65.5 |
| 1980 | 3541.8 | 3144.1 | 88.8 | 940.0 | 747.1 | 79.5 | 705.7 | 357.2 | 50.6 |
| 1981 | 3639.1 | 3238.9 | 89.0 | 287.0 | 258.5 | 90.0 | 376.4 | 293.7 | 78.0 |
| 1982 | 5003.1 | 4653.9 | 93.0 | 1238.7 | 1202.4 | 97.0 | 614.9 | 542.5 | 88.2 |
| 1983 | 4758.6 | 4492.6 | 94.4 | 437.7 | 449.8 | 100.0 | 738.2 | 700.7 | 94.9 |
| 1984 | 4594.4 | 4303.6 | 93.7 | 133.0 | 127.3 | 95.7 | 1157.9 | 1112.4 | 96.0 |
| 1976～1984 | 32559.5 | 28053.2 | 86.2 | 6731.8 | 5291.9 | 78.6 | 5283.1 | 4035.2 | 76.4 |
| 1953～1984 | 260787.5 | 201618.2 | 77.3 | 23931.8 | 17388.9 | 72.7 | 22005.1 | 12376.2 | 56.2 |

续表

| 年份 | 川东矿区 | | | 川西北矿区 | | | 川中矿区 | | | 地调处 | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | 进尺(m) | 岩芯长(m) | 收获率(%) | 进尺(m) | 岩芯长(m) | 收获率(%) | 进尺(m) | 岩芯长(m) | 收获率(%) | 进尺(m) | 岩芯长(m) | 收获率(%) |
| 1953 | | | | | | | | | | | | |
| 1954 | | | | 619 | 151 | 24.4 | | | | | | |
| 1955 | | | | 676 | 204 | 30.1 | | | | | | |
| 1956 | 692 | 369 | 53.3 | 334 | 108 | 32.3 | 1120 | 505 | 45.1 | | | |
| 1957 | 409 | 175 | 42.7 | | | | 1240 | 511 | 41.2 | | | |
| 1953～1957 | 1101 | 544 | 49.4 | 1629 | 463 | 28.4 | 2360 | 1016 | 43.1 | | | |
| 1958 | 311 | 125 | 40.3 | | | | 1681 | 924 | 55.0 | 80345 | 70723 | 88.0 |
| 1959 | 120 | 58 | 48.3 | | | | 5454 | 3691 | 67.0 | 22674 | 18812 | 83.0 |
| 1960 | 26 | 5 | 19.2 | 52 | 27 | 51.9 | 9752 | 5276 | 54.1 | 14666 | 8913 | 60.8 |
| 1961 | 87 | 27 | 31.0 | 5 | 2 | 40.0 | 3148 | 2285 | 72.6 | 10926 | 7022 | 64.3 |
| 1962 | 263 | 134 | 50.9 | | | | 758 | 401 | 52.9 | 940 | 699 | 74.4 |
| 1963 | 292 | 169 | 57.8 | | | | 97 | 74 | 76.3 | | | |
| 1964 | 84 | 56 | 66.6 | | | | 8 | 8 | 100 | 972 | 770 | 79.2 |
| 1965 | 107 | 88 | 82.2 | 11 | 7 | 63.2 | 806 | 762 | 94.5 | 296 | 254 | 85.8 |
| 1958～1965 | 1290 | 662 | 51.3 | 68 | 36 | 52.9 | 21704 | 13421 | 61.8 | 130819 | 107193 | 81.9 |
| 1966 | 1845 | 1491 | 80.8 | 10381 | 8889 | 85.3 | 8402 | 7074 | 84.2 | 1102 | 907 | 82.3 |
| 1967 | 547 | 474 | 82.6 | 1386 | 1070 | 77.2 | 6219 | 5508 | 88.6 | 22 | 11 | 50.0 |
| 1968 | 166 | 139 | 83.7 | | | | 328 | 281 | 85.6 | | | |
| 1969 | | | | | | | | | | | | |
| 1970 | | | | 29 | 23 | 79.2 | 319 | 290 | 90.9 | | | |
| 1971 | | | | 41 | 22 | 53.6 | 131 | 114 | 87.0 | | | |
| 1972 | | | | 330 | 193 | 58.4 | 634 | 532 | 82.7 | | | |
| 1973 | 57 | 54 | 96 | 473 | 345 | 72.9 | 1528 | 1263 | 82.6 | | | |
| 1974 | 123 | 102 | 82.9 | 175 | 122 | 69.9 | 377 | 351 | 93.1 | | | |
| 1975 | 246 | 208 | 86.7 | 246 | 165 | 67.1 | 234 | 164 | 70 | | | |
| 1966～1975 | 2978 | 2468 | 82.9 | 13061 | 10829 | 82.9 | 18172 | 15577 | 85.7 | 1124 | 918 | 81.7 |
| 1976 | 324 | 245 | 75.6 | 323 | 267 | 82.6 | 221 | 191 | 86.4 | | | |
| 1977 | 325 | 233 | 71.7 | 212 | 144 | 67.9 | 123 | 104 | 84.6 | | | |
| 1978 | 716 | 517 | 72.2 | 284 | 168 | 59.2 | 552 | 544 | 98.6 | | | |
| 1979 | 493.2 | 403.5 | 81.8 | 1046.6 | 907.8 | 86.7 | 1017.3 | 960.3 | 94.4 | | | |
| 1980 | 532.5 | 390.8 | 73.4 | 287.7 | 626.9 | 91.4 | 1075.9 | 1022.1 | 95.0 | | | |
| 1981 | 971.9 | 829.3 | 85.3 | 912.9 | 816.1 | 89.5 | 1090.9 | 1041.3 | 95.5 | | | |
| 1982 | 817.8 | 738.5 | 90.3 | 1483.4 | 1354.9 | 93.6 | 848.3 | 815.6 | 96.1 | | | |
| 1983 | 1047.7 | 923 | 88.1 | 1659.3 | 1566.0 | 94.4 | 875.7 | 853.1 | 97.4 | | | |
| 1984 | 1016.9 | 909.5 | 89.4 | 1466.3 | 1376.0 | 93.8 | 820.3 | 778.4 | 94.9 | | | |
| 1976～1984 | 6245.0 | 5189.6 | 83.1 | 7675.2 | 7226.7 | 94.2 | 6624.4 | 6309.8 | 95.2 | | | |
| 1953～1984 | 11614.0 | 8863.6 | 76.3 | 22433.2 | 18554.7 | 82.7 | 48860.4 | 36323.8 | 74.3 | 131943 | 108111 | 81.9 |

附表 7　　　　　　　　四川盆地天然气藏统计表

| 编号 | 地区 | 气田 | 气藏 | 裂缝系统(个) | 发现年份 | 构造部位 | 生产类型 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 1 | | 阳高寺 | $Tc^1$ | 7 | 1958.6 | 顶部 | 气及少量油 |
| | | | $Tf^l$ | 1 | 1962.6 | 次高点 | 气 |
| | | | $P_1{}^3$ | 7 | 1959.1 | 顶部 | 气 |
| 2 | | 九奎山 | $Tc^1$ | 1 | 1974.8 | 次高点、东翼 | 气 |
| | | | $P_1{}^3{}_2$ | 3 | 1971.4 | 次高点、长轴东翼 | 气 |
| | | | $P_1{}^2{}_1$ | 1 | 1962.6 | 主高点 | 气 |
| 3 | 川 | 黄瓜山 | $Tc^1$ | 5 | 1957.1 | 长轴 | 气及微量油 |
| 4 | | 龙洞坪 | $Tc^2{}_2$ | 1 | 1959.3 | 顶部 | 气及少量油 |
| | | | $Tc^1$ | 1 | 1973.5 | 顶部 | 气 |
| | | | $P_1{}^3{}_2$ | 2 | 1972.2 | 长轴及高点 | 气 |
| 5 | | 坛子坝 | $Tc^1$ | 1 | 1966.5 | 高点 | 气 |
| | | | $Tf^l$ | 4 | 1970.12 | 次高点、长轴 | 气 |
| 6 | | 荔枝滩 | $Tc^1$ | 2 | 1966.8 | 高点、长轴 | 气及微量油 |
| | | | $P_1{}^3{}_2$ | 2 | 1972.3 | 高点 | 气 |
| 7 | | 南井 | $P_1{}^3{}_2$ | 3① | 1972.5 | 高点(2)鞍部(1) | 气 |
| 8 | | 广福坪 | $Tc^1$ | 1 | 1964.7 | 顶部 | 气及少量油 |
| | | | $Tf^l$ | 1 | 1976.11 | 次高点 | 气及少量油 |
| | | | $P_1{}^3{}_2$ | 1 | 1974.12 | 次高点 | 气 |
| 9 | | 永安场 | $Tc^1$ | 2 | 1976.10 | 高点 | 气及少许凝析油 |
| | | | $Tf^l$ | 1 | 1977.6 | 高点及长轴 | 气 |
| | | | $P_2{}^2$ | 1 | 1978.5 | 翼部 | 气 |
| 10 | | 桐梓园 | $Tc^1$ | 1 | 1966.8 | 高点 | 气及少量油 |
| | | | $P_1{}^3{}_2$ | 3 | 1972.5 | 高点、长轴 | 气(个别井有凝析油) |
| | | | $P_1{}^2{}_1$ | 1 | 1980.4 | 长轴 | 气 |
| 11 | | 付家庙 | $Tc^3$ | 1 | 1965.5 | 高点、长轴 | 气 |
| | | | $Tc^2{}_2$ | 2 | 1972.12 | 长轴及鼻凸 | 气及少量油 |
| | | | $Tc^1$ | 3 | 1967.3 | 高点及长轴 | 气及少量油 |
| | | | $P_1{}^3$ | 4 | 1970.8 | 高点、长轴及鼻凸 | 气 |
| 12 | | 老翁场 | $Tc^2{}_2$ | 1 | 1966.1 | 高点 | 气 |
| | | | $P_1{}^3$ | 2② | 1971.4 | 高点、长轴及鞍部 | 气 |
| 13 | | 宋家场 | $P_1{}^3$ | 1 | 1966.9 | 高点、长轴及翼部 | 气 |
| 14 | | 牟家坪 | $P_1{}^3$ | 5 | 1975.6 | 高点、长轴 | 气 |
| 15 | 南 | 沈公山 | $Tc^3$ | 1 | 1965.5 | 高点及翼部 | 气 |
| | | | $Tc^2$ | 1 | 1975.6 | 高点 | 气 |
| | | | $Tc^1$ | 1 | 1964.5 | 高点、长轴 | 气(个别井产少量油) |
| 16 | | 打鼓场 | $Tc^3$ | 1 | 1960.9 | 顶部 | 气 |
| | | | $P_1{}^3{}_2$ | 1 | 1972.7 | 顶部 | 气 |
| 17 | | 五通场 | $Tc^2$ | 1 | 1966.4 | 顶部 | 气 |
| | | | $Tc^1$ | 1 | 1965.5 | 顶部 | 气 |
| | | | $Tf^l$ | 1 | 1975.5 | 长轴 | 气 |
| 18 | | 长垣坝 | $Tc^3$ | 1 | 1975.6 | 顶部 | 气及少量油 |
| | | | $Tc^1$ | 1 | 1958.9 | 顶部 | 气及少量油 |

续表

| 编号 | 地区 | 气田 | 气藏 | 裂缝系统(个) | 发现年份 | 构造部位 | 生产类型 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 19 | | 白节滩 | $Tc^3$ | 3 | 1968.1 | 顶部、鼻凸 | 气及少量油 |
| | | | $P_1{}^3{}_2$ | 2 | 1973.12 | 顶部 | 气 |
| 20 | | 纳溪 | $Th^6$ | 1 | 1973.2 | 高点 | 气 |
| | | | $Th^{4\sim5}$ | 1 | 1971.2 | 高点 | 气 |
| | | | $Tc^1$ | 6 | 1964.8 | 高点、长轴 | 气及少量油 |
| | 川 | | $Tf^4$ | 2 | 1972.6 | 次高点、长轴及翼部 | 气 |
| | | | $P_1{}^3$ | 12 | 1960.9 | 高点长轴及翼部 | 气 |
| | | | $P_1{}^2{}_1$ | 1 | 1982.3 | 鞍部 | 气 |
| 21 | | 庙高寺(包括二里场) | $Tc^2{}_2$ | 1 | 1974.6 | 长轴 | 气 |
| | | | $Tc^1$ | 8 | 1970.10 | 高点、长轴 | 气及少量油 |
| | | | $Tf^4$ | 3 | 1976.3 | 长轴 | 气 |
| | | | $P_2{}^2$ | 1 | 1977.8 | 次高点 | 气 |
| | | | $P_1{}^3{}_2$ | 8 | 1972.5 | 次高点、长轴 | 气 |
| | | | $P_1{}^2{}_1$ | 1 | 1978.2 | 次高点 | 气 |
| 22 | | 合江 | $Th^6$ | 1 | 1971.5 | 高点 | 气 |
| | | | $Tc^3$ | 2 | 1966.9 | 高点 | 气 |
| | | | $Tc^2 \sim Tc^1$ | 2 | 1971.10 | 高点、顶部 | 气 |
| | | | $Tc^1$ | 1 | 1973.9 | 顶部 | 气 |
| | | | $P_1{}^3{}_2$ | 3 | 1975.12 | 顶部及次高点 | 气 |
| 23 | | 中兴场 | $P_2{}^2$ | 1 | 1972.3 | 高点 | 气 |
| | | | $P_1{}^3$ | 4[③] | 1973.4 | 高点、顶部及鼻轴 | 气 |
| 24 | | 榕山镇 | $P_2{}^2$ | 1 | 1978.5 | 长轴 | 气 |
| | | | $P_1{}^3{}_2$ | 1 | 1977.4 | 高点 | 气 |
| 25 | | 李子坝 | $Tf^4$ | 1 | 1978.1 | 高点 | 气 |
| | | | $P_2{}^2$ | 3 | 1978.5 | 高点、长轴及翼部 | 气 |
| | | | $P_1{}^3{}_2$ | 3 | 1980.10 | 长轴 | 气 |
| 26 | | 塘河 | $Tc^2$ | 1 | 1966.6 | 高点 | 气 |
| | | | $Tc^1$ | 2 | 1967.5 | 顶部、长轴 | 气 |
| | | | $P_1{}^3$ | 1 | 1981.2 | 断鼻 | 气 |
| 27 | | 高木顶 | $Tc^3$ | 1 | 1957.5 | 高点、顶部 | 气 |
| 28 | | 鹿角场 | $P_1{}^3$ | 3 | 1979.3 | 高点、长轴 | 气 |
| 29 | | 丹凤场 | $Tc^1$ | 1 | 1979.10 | 长轴 | 气 |
| | | | $P_2{}^2$ | 1 | 1981.5 | 长轴 | 气 |
| | 南 | | $P_1{}^3{}_3$ | 1 | 1981.6 | 高点 | 气 |
| | | | $P_1{}^3{}_2$ | 1 | 1981.7 | 长轴 | 气 |
| | | | $P_1{}^3{}_4 \sim P_1{}^3{}_2$ | 1 | 1979.8 | 高点 | 气 |
| 30 | | 朱沱 | $P_2{}^2$ | 1 | 1981.6 | 长轴 | 气 |
| | | | $P_1{}^3{}_2$ | 2 | 1979.9 | 长轴、翼部 | 气 |
| 31 | | 梁董庙 | $P_1{}^3$ | 2 | 1982.3 | 长轴 | 气 |
| 32 | | 临峰场(临南) | $P_1{}^3{}_3$ | 1 | 1982.10 | 长轴 | 气 |
| 33 | 川东 | 石龙峡 | $Tc^3$ | 1 | 1967.1 | 高点、长轴 | 气 |
| | | | $Tc^2{}_1$ | 1 | 1959.1 | 高点 | 气 |

| 编号 | 地区 | 气田 | 气藏 | 裂缝系统(个) | 发现年份 | 构造部位 | 生产类型 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 34 | 川东 | 东　溪 | $Tc_{1\sim2}^5$ | 1 | 1957.8 | 高点、长轴 | 气 |
| | | | $Tc^4{}_3$ | 1 | 1966.7 | 高点 | 气 |
| | | | $Tc^3$ | 2 | 1956.1 | 高点、长轴 | 气 |
| | | | $Tc^2$ | 2 | 1958.7 | 高点、长轴 | 气 |
| | | | $Tc^1$ | 1 | 1974.5 | 高点 | 气 |
| | | | $P_1{}^3{}_2$ | 1 | 1975.12 | 高点 | 气 |
| 35 | | 石油沟 | $Tc^5{}_1$ | 1 | 1939.11 | 翼部 | 气 |
| | | | $Tc^4{}_3$ | 1 | 1969.2 | 高点、长轴 | 气 |
| | | | $Tc_3$ | 1 | 1958.5 | 高点、长轴 | 气 |
| | | | $Tc^2{}_1$ | 1 | 1977.4 | 高点 | 气 |
| | | | $Tf^4$ | 1 | 1955.9 | 高点 | 气 |
| | | | $P_2{}^2$ | 1 | 1966.1 | 长轴 | 气 |
| 36 | | 相国寺 | $P_2{}^2$ | 1 | 1972.6 | 高点 | 气 |
| | | | $P_1{}^3$ | 3 | 1963.7 | 高点、长轴 | 气 |
| | | | C | 1 | 1977.10 | 高点、长轴及翼部 | 气 |
| 37 | | 卧龙河 | Th | 1 | 1972.1 | 高点 | 气 |
| | | | $Tr^1$ | 1 | 1973.2 | 长轴 | 气 |
| | | | $Tc^5{}_1$ | 1 | 1959.3 | 翼部 | 气及少量油 |
| | | | $Tc^5{}_1 \sim Tc_3^4$ | 1 | 1962.5 | 长轴、高点、翼部 | 气及少量油 |
| | | | $Tc^3$ | 1 | 1975.4 | 高点、长轴 | 气 |
| | | | $Tc^2{}_3$ | 1 | 1976.6 | 长轴 | 气 |
| | | | $P_2{}^2$ | 3 | 1975.7 | 长轴 | 气 |
| | | | $P_1{}^3$ | 2 | 1978.3 | 长轴、翼部 | 气 |
| | | | C | 1 | 1980.7 | 长轴、翼部 | 气 |
| 38 | | 双龙 | $Tc_{1\sim2}^5$ | 1 | 1975.12 | 高点 | 气及少量油 |
| | | | $Tc_3^4$ | 1 | 1976.5 | 高点 | 气 |
| | | | $P_1{}^3$ | 1 | 1978.5 | 翼部 | 气 |
| 39 | | 福成寨 | $Tc^2{}_2 \sim Tc^2{}_3$ | 1 | 1977.11 | 高点 | 气 |
| | | | $Tc^1 \sim Tc^2{}_2$ | 1 | 1978.6 | 长轴 | 气 |
| | | | C | 1 | 1978.9 | 高点、长轴 | 气 |
| 40 | | 张家场 | $Tc^2{}_1 \sim Tc^1$ | 1 | 1979.11 | 高点、长轴及翼部 | 气 |
| | | | C | 1 | 1979.8 | 高点、长轴及翼部 | 气 |
| 41 | | 黄草峡 | $Tc^2{}_1 \sim Tc^1$ | 1 | 1981.1 | 顶部、长轴 | 气 |
| 42 | 川西南 | 威　远 | Zb | 1 | 1965.8 | 高点、长轴及翼部 | 气 |
| 43 | | 自流井 | $P_1{}^2 \sim P_1{}^3$ | 1 | 1959.9 | 高点、长轴 | 气 |
| 44 | | 邓井关 | $Tc^3$ | 2 | 1958.7 | 高点、长轴及翼部 | 气 |
| | | | $Tc^2$ | 1 | 1961.5 | 高点 | 气 |
| 45 | | 兴隆场 | $Tc^3$ | 3 | 1964.6 | 顶部、长轴及鼻轴 | 气 |
| 46 | | 孔　滩 | $Tr^1$ | 1 | 1977.11 | 长轴、鞍部 | 气 |
| | | | $Tc_3$ | 3 | 1971.2 | 顶部、高点 | 气 |

续表

| 编号 | 地区 | 气田 | 气藏 | 裂缝系统(个) | 发现年份 | 构造部位 | 生产类型 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 46 | | 孔 滩 | $P_1^3$ | 2 | 1977.11 | 高点、翼部 | 气 |
| 47 | 川 | 观音场 | Tr | 1 | 1975.9 | 高点 | 气及微量油 |
| | | | $P_1^3$ | 1 | 1979.3 | 高点、长轴及翼部 | 气 |
| 48 | | 大塔场 | $P_1^3$ | 1 | 1978.9 | 顶部及翼部 | 气 |
| 49 | | 青杠坪 | $P_1^3$ | 1 | 1977.12 | 高点及翼部 | 气 |
| 50 | | 黄家场 | $Tc^3$ | 1 | 1966.6 | 高点、长轴及翼部 | 气及少量油 |
| | | | $P_1^3$ | 1 | 1964.11 | 高点、长轴及鼻轴 | 气 |
| 51 | 西 | 杨家山 | $Tc^3$ | 1 | 1975.8 | 高点、长轴 | 气及少量油 |
| | | | $P_1{}^3{}_2$ | 1 | 1977.9 | 长轴 | 气 |
| 52 | | 圣灯山 | $Tc^3$ | 1 | 1944.7 | 顶部、翼部 | 气 |
| | | | $P_1{}^3{}_2$ | 1 | 1956.6 | 高点 | 气 |
| 53 | | 界 石 | $Th^4$ | 1 | 1978.3 | 鼻轴 | 气 |
| 54 | 南 | 瓦 市 | $Th^4$ | 1 | 1978.9 | 高点 | 气 |
| 55 | | 隆 昌 | $P_1{}^3{}_2$ | 1 | 1981.12 | 高点 | 气 |
| 56 | | 龙市镇 | $P_1^3$ | 1 | 1982.2 | 鼻轴 | 气 |
| 57 | 川 | 中 坝 | $T3x^2$ | 1 | 1972.11 | 高点、长轴及翼部 | 气及少量油 |
| | 西 | | $Tr^3$ | 1 | 1971.12 | 高点、长轴 | 气及油 |
| 58 | 北 | 河湾场 | $P_2^2$ | 1 | 1973.5 | 顶部 | 气 |
| | | | $P_1^3$ | 1 | 1975.9 | 顶部、长轴 | 气 |
| 59 | 川 | 八角场 | $Jt^4{}_I$ | 1 | 1971.4 | 高点、长轴 | 气及油 |
| | | | $Jt^4{}_{III}$ | 1 | 1974.3 | 高点、长轴及翼部 | 气及油 |
| | | | $Jt^1$ | 1 | 1978.2 | 长轴 | 气及油 |
| 60 | | 遂 南 | $Th^2$ | 1 | 1978.2 | 鼻凸 | 气 |
| | 中 | | $Th^4$ | 2 | 1978.8 | 鼻凸及陡缓变化带 | 气 |
| 61 | | 龙女寺 | $Th^2$ | 2 | 1963.8 | 顶部 | 气及油 |
| | 合计 | 61 | 151 | 256 | | | |

①包括况3井。
②其中包括付17井系统。
③包括分12井系统。
说 明：1. 本表资料截至1984年底;
2. 本表所列之气藏、裂缝系统均已计算储量;
3. 构造部位为主裂缝系统部位。